

中国电气工程大典编辑委员会



CHINA ELECTRICAL
**中国电气
工程大典**
ENGINEERING CANON

第 **6** 卷

核能发电工程

主编 叶奇蓁 李晓明 俞忠德 黄学清 郑明光
曾文星 邢馥吏 徐 铎 徐元辉

 中国电力出版社
www.cepp.com.cn



组 编 中国电工技术学会
中国机械工程学会
中国电机工程学会
中国动力工程学会
中国水力发电工程学会

《中国电气工程大典》

- 第1卷 现代电气工程基础
- 第2卷 电力电子技术
- 第3卷 电气工程材料及器件
- 第4卷 火力发电工程(上、下)
- 第5卷 水力发电工程
- 第6卷 核能发电工程
- 第7卷 可再生能源发电工程
- 第8卷 电力系统工程
- 第9卷 电机工程
- 第10卷 输变电工程
- 第11卷 配电工程
- 第12卷 船舶电气工程
- 第13卷 交通电气工程
- 第14卷 建筑电气工程
- 第15卷 电气传动自动化



ISBN 978-7-5083-8912-7



9 787508 389127 >

定价: 320.00元

CHINA ELECTRICAL

中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON

中国电气工程大典编辑委员会

第 ⑥ 卷

核能发电工程

主编 叶奇蓁 李晓明 俞忠德 黄学清 郑明光
曾文星 邢馥吏 徐 铎 徐元辉



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

《中国电气工程大典》是由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电学会共同组织全国电气工程各领域的著名专家、学者编纂而成的。它是一部全面系统反映电气工程各领域最新成就和技术水平的综合性工具书。《中国电气工程大典》包括现代电气工程基础、电力电子技术、电气工程材料及器件、火力发电工程、水力发电工程、核能发电工程、可再生能源发电工程、电力系统工程、电机工程、输变电工程、配电工程、船舶电气工程、交通电气工程、建筑电气工程、电气传动自动化等15卷。

本书为第6卷，核能发电工程卷。主要内容包括压水堆核电厂、核电厂的建造、核电厂的调试及运营、先进压水堆核电厂、下一代先进核能系统。

本书主要供核能发电工程领域技术人员和管理人员使用，也可供高等院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

中国电气工程大典. 第6卷, 核能发电工程/叶奇蓁等主编: 中国电气工程大典编辑委员会编. —北京: 中国电力出版社, 2009

ISBN 978-7-5083-8912-7

I. 中… II. ①叶…②中… III. ①电力工程-中国②核能发电-电力工程-中国
IV. TM TM613

中国版本图书馆CIP数据核字(2009)第088266号

中国电力出版社出版发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2009年7月第1版 2009年7月北京第1次印刷

880mm×1230mm 1/16 • 73.25印张 • 3381千字 • 2插页

定价 320.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签, 加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

中国电气工程大典

编辑委员会

- 主 任：**陆燕荪 原机械工业部副部长、教授级高级工程师
中国机械工程学会名誉理事长
- 陆延昌 原电力工业部副部长、教授级高级工程师
中国电机工程学会理事长
- 执行主任：**周鹤良 原机械工业部电工局局长、教授级高级工程师
中国电工技术学会名誉理事长
- 宋天虎 原机械工业部科技司司长、教授级高级工程师
中国机械工程学会常务副理事长
- 副 主 任：**潘崇义 中国电工技术学会副理事长、教授级高级工程师
- 吴玉生 中国电机工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 邴凤山 中国水力发电工程学会副理事长、教授级高级工程师
- 严宏强 中国动力工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 宗 健 中国电力出版社有限公司董事长、总经理、编审

委 员：（按姓氏笔画排列）

丁 杰	卜广全	于 龙	于坤山	于 明	于新颖	马小亮	马文忠	马伟明	马伟斌
马旭东	马济泉	马晓茜	马隆龙	丰镇平	王之杰	王为民	王正鸣	王占奎	王永骥
王成山	王兆安	王志峰	王作民	王国海	王明渝	王金元	王学伟	王泽忠	王建生
王建华	王绍武	王春华	王厚余	王炳忠	王 勇	王素英	王振铭	王 乘	王维洲
王景芹	王 强	王锡凡	王新新	王黎明	王德宽	王赞基	文习山	文劲宇	方晓燕
方 磊	尹天文	邓长胜	孔 力	孔伯汉	孔昭年	石萍萍	卢 强	卢澎湖	叶奇蓁
田东强	田培斌	史进渊	史毓珍	白少林	白俊光	白晓民	白继彬	冯江华	司马文霞
邢馥吏	戎一农	吕征宇	吕鸿达	朱庆明	朱英浩	朱宝田	朱晓明	朱家驹	朱耀泉
仲明振	任兆宏	任修明	任俊生	危师让	邬 雄	刘大明	刘广峰	刘卫宁	刘友梅
刘公直	刘文华	刘平安	刘 伟	刘仲儒	刘希清	刘 杰	刘尚明	刘国林	刘泽洪
刘建飞	刘建明	刘屏周	刘瑛岩	刘德志	齐剑波	关志成	江秀臣	江哲生	池 涌
汤 涌	汤蕴林	祁恩兰	许江宁	许忠卿	许洪华	阮江军	阮新波	阮 毅	孙才新
孙凤杰	孙成群	孙 林	孙牧海	严宏强	严陆光	严俊杰	严 萍	苏秀革	杜正春
杜毅威	杨玉岗	杨守权	杨寿敏	杨其国	杨奇逊	杨奇娟	杨怡元	杨俊智	杨 耕
杨维迅	杨 雯	杨道刚	杨德才	李 卫	李文健	李永东	李成榕	李 旭	李兴源
李安定	李 农	李若梅	李杰仁	李宝树	李定中	李 奎	李彦明	李晓明	李颂哲
李朗如	李培植	李盛涛	李崇坚	李道本	李道林	李 鹏	李 新	李肇林	李耀星
邴凤山	肖立业	肖昌汉	肖辉乾	肖湘宁	肖耀荣	吴正国	吴创之	吴运东	吴志坚
吴国平	吴质根	吴晓波	吴培豪	邱爱慈	何木云	何阿平	何金良	何梓年	何湘宁
何瑞华	佟为明	余 志	余贻鑫	邹云屏	邹金昌	邹孟奇	应百川	辛德培	辛耀中
汪继强	汪集阳	汪樵生	汪德良	沈小宇	沈 江	沈 兵	沈邱农	沈梁伟	宋文武
宋汉武	宋哲仁	迟 速	张艺滨	张文才	张玉花	张业广	张乔根	张仲超	张兆鹤
张伯明	张治文	张启平	张 波	张 亮	张洪钟	张祖平	张勇传	张晓江	张晓锋
张 敏	张 望	张景洲	陆永平	陆宠惠	陆俭国	陆剑秋	陆祖良	陆家榆	陆嘉明
陈汉民	陈伟根	陈 仲	陈众励	陈庆国	陈 坚	陈伯时	陈国柱	陈治明	陈建颢
陈 星	陈思琦	陈 勇	陈哲良	陈恩鉴	陈雪梅	陈清泉	陈超志	陈敬超	陈辉明
陈黎平	陈德昌	陈德胜	陈德桂	邵 岚	苟锐锋	林云生	林公舒	林集明	易学勤
罗永浩	罗景华	金如麟	周小谦	周以国	周双喜	周 平	周仲仁	周远翔	周孝信
周建中	周思刚	周家启	周 娟	周锡生	郑小康	郑云之	郑永红	郑克文	郑明光
宗建华	宓传龙	孟庆东	赵玉文	赵光宙	赵 伟	赵红一	赵昌宗	赵治华	赵宗让
赵荣祥	赵相宾	赵 洁	赵 敏	赵婉君	赵 琨	赵 毅	赵黛青	荣命哲	胡方荪



胡安	胡学浩	胡振岭	胡鉴清	段善旭	段献忠	侯子良	俞忠德	俞智斌	饶芳权
施国	施鹏飞	洪元颐	姚本荣	姚尔昶	姚家祎	姚福生	贺建华	贺益康	贺湘琨
贺德馨	骆仲决	秦和	秦裕碧	袁余军	袁建生	袁建敏	都兴有	耿英三	莫会成
贾东旭	夏立	夏祥贵	顾四行	顾国彪	钱昌燕	钱宝良	钱照明	倪维斗	徐元辉
徐凤刚	徐永法	徐兆丰	徐国政	徐洪海	徐殿国	徐铎	徐德鸿	殷禄祺	奚大华
高子瑜	高文胜	高庆国	高京生	高理迎	高培庆	郭天兴	郭国顺	郭保良	郭洁
郭振岩	郭灏	唐任远	唐炬	唐春潮	陶星明	黄少锋	黄仁乐	黄妙庆	黄其励
黄国治	黄学清	黄宝生	黄晓丽	黄崇祺	黄景湖	梅生伟	曹一家	曹惠彬	戚庆成
崔志强	崔翔	康勇	章名耀	章定邦	梁维宏	梁维燕	梁曦东	彭宗仁	葛大麟
葛少云	葛诗慧	葛蓉生	葛溪亭	葛增茂	董卫国	蒋洪德	蒋善定	韩民晓	韩英铎
惠世恩	覃大清	程天麟	程钧培	程时杰	程树康	程浩忠	傅书遏	焦侏	焦树建
舒惠芬	曾文星	曾正中	曾明富	曾南超	曾雁鸿	曾嵘	游亚戈	谢开贵	谢秋野
雷银照	雷清泉	满慧文	蔡崇积	管瑞良	廖胜松	廖瑞金	缪鸿兴	黎晓晖	颜渝坪
薛以太	戴先中	戴庆忠	戴慧珠	魏光辉					

序

电气工程包括发电工程、输配电工程和用电工程，是为国民经济发展提供电力能源及其装备的战略性产业，是国家工业化和国防现代化的重要技术支撑，是国家在世界经济发展中保持自主地位的关键产业之一。电气工程的产业关联度高，对从原材料工业、机械制造业、装备工业以及电子、信息等一系列产业的发展均具有推动和带动作用，对提高整个国民经济效益，促进经济社会可持续发展，提高人民生活质量有显著影响。

经过改革开放 30 年来的发展，我国电气工程已经形成了较完整的科研、设计、制造、建设、运行体系，成为世界电力工业大国之一。至 2007 年底，我国发电装机容量达 7.13 亿 kW，三峡水电及输变电工程、百万千瓦级超超临界火电工程、百万千瓦级核电工程，以及正在建设的交流 1000kV、直流 ± 800 kV 特高压输变电工程等举世瞩目；大电网安全稳定控制技术、新型输电技术的推广，大容量电力电子技术的研究和应用，风力发电、太阳能光伏发电等可再生能源发电技术的产业化及规模化应用，超导电工技术、脉冲功率技术、各类电工新材料的探索与应用取得重要进展。特别是进入 21 世纪以来，电气工程领域全面贯彻科学发展观，新原理、新技术、新产品、新工艺获得广泛应用，拥有了一批具有自主知识产权的科技成果和产品，自主创新已成为行业的主旋律。我们的电气工程技术和产品，在满足国内市场需求的基础上已经开始走向世界。

电气工程技术的快速发展和巨大成就，要求对原有知识的不断更新，广大电气工程领域的工作者们对新的知识愈加渴求。在原机械工业部陆燕荪、电力工业部陆延昌两位老部长的倡议和领导下，由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个全国性学会，联合组织了电气工程各领域近 2000 位专家和学者，历





时4年多，编撰的《中国电气工程大典》现在出版了。这套内容新颖实用的巨著是电气工程领域一项重要的基础性工作，也是我国电气工程技术人员对社会的一项公益性奉献。这部鸿篇巨著不仅具有电气工程技术的知识魅力，同时也具有鲜明的时代特色，相信会为广大读者营造一个开卷有益的氛围。

电能作为目前使用最方便的二次能源，在推动社会进步、促进科学技术发展和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。随着社会的不断进步和人民生活水平的不断提高，电气工程任重而道远，需要依靠科技进步，并用更新的科学知识武装每一位电气工作者，所以，希望这套著作能对电气工程的教学、科研、设计和管理人员有所裨益。

徐匡迪

二〇〇八年八月十二日



前言

电的产生和应用是人类有史以来最伟大的科学技术成就之一。电力作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，在推动社会发展、促进科学技术进步和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。一个多世纪以来，电气技术的不断发展，电力生产及应用的日益增长，迅速改变了人类社会的面貌，也深深影响着人们的生活方式。电气化的程度已成为国家文明程度的重要标志之一。

改革开放 30 年来，我国科学技术取得了突飞猛进的发展，科技创新已成为国家发展的重要战略。在电气工程领域，新原理、新技术、新工艺、新材料得到了广泛应用，涌现出一大批具有自主知识产权的科研成果和产品。三峡电站的建设，大容量高效清洁超临界和超超临界压力机组的迅速发展，特高压交直流输电技术和灵活交流输电技术的发展和应用，先进的核能发电厂及可再生能源发电厂的成功建造，大电网智能化动态稳定监控系统和信息管理系统的广泛应用，具有先进水平的电气装备制造业的高速发展，大容量电能变换与节能节电技术，风力发电、太阳能光伏发电等资源节约、环境友好的新技术的大量应用，计算机和信息网络技术在电气领域的普及，明显改变着电气工程领域技术发展状况。超导电工技术、脉冲功率技术，纳米材料、永磁材料、有机硅材料等各类电工新技术和新材料的探索与应用，都充分展示了中国电气工程领域所取得的骄人业绩，引起了世界的高度关注。其中许多科研成果和产品，已达到国际先进水平。

电气工程从业人员多，涉及面广，技术进步快，科研成果多，许多科研成果需要总结和积累，许多新的知识需要普及和传播。盛世修典，素有遗风。为反映电气工程领域最新的发展成就，总结已有的科研成果，传播工程领域最新的科学技术知识，中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个学会，联合组织了电气工程各领域的约 2000 位专家和学者，编撰了《中国电气工程大典》。

本套书的编写工作于 2004 年开始启动，编委会多次召开工作会议，精心组织，按照“取材突出新原理、新技术、新工艺、新材料；内容体现新颖性、先进性、实用性；表达力求简明扼要、深入浅出、直观易懂”的原则，反复讨论并修改编写大纲，确定编写内容。经过 4 年磨砺，数易其稿，终于付梓出版。《中国电气工程大典》共 15 卷约 5000 万字，包括《现代电气工程基础》、《电力电子技术》、《电气工程材料及器件》、《火力发电工程》、《水力发电工程》、《核能发电工程》、《可再生能源发电工程》、《电力系统工程》、《电机工程》、《输变电工程》、《配电工程》、《船舶电气工程》、《交通电气工程》、《建筑电气工程》和《电气传动自动化》。

所有组织者和编著者都把编撰本套书当作电气工程领域建设的一项重要的基础性工作，他们认真负责，辛勤耕耘，倾注了大量心血。本套书在编写出版过程中，得到参与编写的各科研院所、企业、高等院校等单位的大力支持，还得到业内有关院士和专家、学者的热心帮助。正是大家的积极参与和无私奉献，才使得这部大典能顺利编写出版，编委会对他们的奉献和支持表示衷心感谢。

这部鸿篇巨著，涉及电气工程设计制造、建设施工、生产运行、科研教学、工程管理等领域，总结了改革开放 30 年来电气工程各领域的技术发展与成功经验，展示了各专业领域的最新技术数据、设计经验、科技成果和发展动态，汇集了国内外相关的先进理念和成熟经验，体现了科学性、先进性和实用性的结合，是一套可供电气工程领域专业技术人员和管理人员使用的综合性工具书，也可供高等院校相关专业师生参考。

《中国电气工程大典》的编撰出版工作涉及面广，参与人员多，写作难度大。尽管编撰人员尽心尽力，倾注了无数心血，但书中难免存在缺点和不足之处，恳请读者指正。

中国电气工程大典编辑委员会主任

陆燕荪 陆延昌

本 卷 前 言

自从中央作出积极发展核电的战略决策以来，核电的发展面临着极好的机遇和前景。核电是一种清洁的能源，不排放 SO_x 、 NO_x 等有害气体和 CO_2 温室气体，有利于环境保护。核电站可建设在临近负荷中心，减轻了煤炭运输的压力，同时亦增加了电网供电的可靠性。核电的建设有利于减少化石燃料的消耗，可优化资源利用并改善能源结构和电力结构。

第二代改进型压水堆核电机组已经在我国批量化、规模化地进行建设。我国已能自主设计建设 300、600、1000MW 级的核电机组；核电机组的主设备和关键设备，包括反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件、控制棒驱动机构、稳压器、装卸料机、主管道等，基本上由国内厂商制造和供货，国产化比率达到 70% 以上并不断提高；核电站用的大型铸、锻件，核级管材和焊材，核级泵、阀，以及因康镍 690 的 U 型管的试制和生产均取得了很大的进展；核级仪表和探测器，以及数字化仪控系统亦正在开发并获得了显著成效。我国已投产的核电站采用的是国际上成熟的核电技术，具有足够的安全性和可靠性，并且广泛运用了 20 世纪 90 年代以来开发的先进技术，运行情况良好，负荷因子超过 85%。根据 WANO 的统计，我国运行核电站的运行业绩均排在世界核电站的前列。为了实现 2020 年的规划目标，在当前批量化、规模化地建设第二代改进型压水堆核电机组是现实的选择。同时，它还将为我国第三代核电机组的自主化建设打下坚实的技术和工业基础。

第三代引进的先进压水堆核电机组驱动项目的建设，以及引进技术的消化、吸收正在全面地进行。大型先进压水堆重大专项正在组织开展之中。第三代先进压水堆核电机组在安全性上有较大的提高，引入非能动安全系统，大大降低了堆熔概率；设置双层安全壳，大大降低了大量放射性外泄的概率。如果加强对放射性废液的管理和净化处理，尽量回收复用，降低废液排放的比放射性浓度和总量，将会更有益于江河湖海的水质保护。相信经过周密的设计、充分的验证试验，第三代核电机组的成功建设会使我国的核电发展上一个新台阶。2009 年 3 月第一座

AP1000 型的核电机组将在浙江省开始建设, 相继还有三座 AP1000 的核电机组将陆续进行建设。2009 年首座 EPR 型机组将在广东省开建。驱动项目的成功建设将为我国第三代先进压水堆核电机组的批量化、规模化建设打下基础。

随着我国中部和西部地区经济的发展, 电网容量的扩大, 内陆建设核电的需求也日益迫切。特别是 2008 年初南方的雪灾, 交通运输瘫痪, 煤炭供应不上, 电厂被迫停运, 加上电网故障, 使得广大地区断电, 对地区经济和人民生活造成很大困难和损失。核电站的建设可减缓对交通运输的压力, 并支撑地区电网的运行, 加强供电的可靠性。但是内陆核电站多位于江河、湖泊边, 且内陆人口较密, 因此内陆核电建设要加强对环境和水源的保护。为此, 要加强对环境保护和三废处理的研究, 进一步净化和减少排入环境的废气和废水。

此外, 我国亦正在研究开发属于第四代的未来核电机组。我国正在建设钠冷快中子实验堆, 预计 2009 年可以达到临界, 2010 年并网发电。我国已建成球床型模块式高温气冷实验堆, 并正在筹建高温气冷堆的示范电站。同时正在开展超临界水堆的技术研究。

正是在这样的背景下, 组织编写了《核能发电工程》卷。用以总结我国在核电设计和建设方面的成果和经验, 包括主参数、系统功能和流程、厂房布置、设备性能及技术特征, 以及工程建设和调试运行方面的经验 (见第 2、3、4 篇)。随着我国第三代核电机组的引进和建设, 有必要对 AP1000 和 EPR 的设计概貌和技术特性进行介绍, 以便对第三代引进机组有个基本概念 (见第 5 篇)。本卷还对第四代核电机组进行了介绍 (见第 6 篇), 以便使读者对核电的未来发展有所了解。此外, 本卷还就核电设计的共性问题进行了论述, 诸如厂址选择、安全审评、环境影响评价等 (见第 1 篇)。在第 1 篇概论中还简要介绍了核能发电的基本原理, 核电站的类型及其基本特征, 以及核燃料循环的主要环节及其主要原理。

本书可供从事核电和将要从事核电的学生、科技人员、工程管理人员, 以及有关管理机关的工作人员参考。鉴于核能技术发展迅速, 本书所涉及的具体内容需要不断更新, 并补充新的知识。

编者

中国电气工程大典

第⑥卷

核能发电工程

编辑出版人员名单

责任编辑	李建强	王岳	郑艳蓉	乐苑
	周俊霞	彭莉莉	刘汝青	赵鸣志
复审人员	刘广峰	朱铁生	许宝成	
封面设计	郑小平	王英磊		
版式设计	张秋雁			
责任校对	罗凤贤			
责任印制	甄苗			

目 录

序

前言

本卷前言

第1篇 概论..... 1

第1章 核能发电概述..... 3

1 核能发电在能源结构中的地位 3

1.1 世界能源结构及核能地位 3

1.2 核能发电在中国能源发展中的作用 4

2 核电厂的工作原理 4

2.1 核裂变与核聚变 4

2.2 反应堆物理 5

2.3 反应堆动力学 6

2.4 反应堆热工水力 7

2.5 核电厂的核岛 9

2.6 核电厂的常规岛 9

2.7 电厂配套设施 9

3 反应堆类型..... 10

3.1 压水堆..... 10

3.2 沸水堆..... 12

3.3 重水堆..... 13

3.4 石墨水冷堆..... 15

3.5 气冷堆..... 15

3.6 高温气冷堆..... 17

3.7 快中子增殖堆..... 17

4 核能发电的基本特征..... 18

4.1 核电厂安全性..... 18

4.2 核电厂环境影响..... 20

4.3 核电厂经济性..... 20

5 核能发电的发展趋向..... 21

5.1 第一代核能发电..... 21

5.2 第二代核能发电..... 22

5.3 第三代核能发电..... 22

5.4 第四代核能发电..... 24

6 受控核聚变..... 25

6.1 受控核聚变的工作原理..... 25

6.2 受控核聚变的开发..... 25

6.3 聚变实验装置..... 26

6.4 聚变实验反应堆..... 26

第2章 核电厂厂址选择 28

1 核电厂厂址的特点和基本要求..... 28

1.1 核电厂厂址的特点..... 28

1.2 核电厂选址基本准则要求..... 28

2 核电厂厂址选择的法规、导则和标准..... 29

2.1 核安全规定及导则..... 29

2.2 国家标准..... 30

2.3 数值规定..... 30

2.4 标准技术术语..... 31

3 核电厂选址程序..... 31

3.1 初步可行性研究阶段..... 32

3.2 可行性研究阶段..... 32

4 核电厂厂址查勘..... 33

4.1 厂址查勘的目的..... 33

4.2 核安全相关厂址特征及判别准则..... 34

5 厂址的地震地质调查和评估..... 35

5.1 收集资料要求..... 35

5.2 建立区域地震构造模型..... 36

5.3 确定设计基准地面运动..... 36

5.4 设计基准地面运动特征..... 36

5.5 能动断层..... 37

5.6 地震引起的波浪(海啸、湖涌)和溃坝..... 37

5.7 与地震和地质现象有关的潜在永久性地面变形..... 37

6 厂址的工程地质勘探和评估..... 37

6.1 技术术语和定义..... 38

6.2 勘查大纲的编制..... 38

6.3 厂址评价阶段的典型勘查大纲..... 39

7 厂址的水文地质调查和评估..... 39

7.1 水文地质特征..... 39

7.2 水文地质调查..... 39

7.3 水文地质调查大纲..... 40

7.4 相关水文地质调查..... 40

8 厂址的气象调查和评估..... 41

8.1 气象调查要求..... 41

8.2 气象调查大纲和收集资料..... 41

8.3 弥散计算..... 42

8.4 极端气象事件..... 42

9 厂址的人口分布调查和评估..... 43

9.1 资料要求和收集..... 43

9.2 筛选厂址的方法和应用..... 44

9.3 几种方法的参考做法..... 44

10 厂址的外部事件调查和评估 45

10.1 资料收集和潜在危险源的确认 45

10.2 对外部人为事件影响的评估 45

11 厂址安全性分析与评价 47

11.1 厂址及其环境特征 47

11.2 外部事件分析与评价 47

12 核电厂对环境影响的分析和评价 48

12.1 最终热阱 48

12.2 电厂事故的环境影响 48

12.3 执行应急计划的厂址条件 49

第3章 核电厂的环境影响 50

1 放射性物质的产生和排出..... 50

1.1 运行状态下的排放源项..... 50

1.2 事故工况下的排放源项..... 50

2 环境影响评估..... 52

2.1 运行状态下的环境影响..... 52

2.2 事故工况下的环境影响..... 53

3 气载流出物的大气弥散..... 54

3.1 基本的弥散模式..... 54

3.2 运行状态下的气载弥散..... 54

3.3 事故工况下的气载弥散..... 54

3.4 熏烟及静风条件下的特殊考虑..... 55

4 液载流出物的水体弥散..... 55

4.1 滨海厂址.....	55	4.3 评价实施要点.....	81
4.2 河边厂址.....	55	5 核电厂各阶段的质量保证.....	82
4.3 水体中的悬浮物和沉积.....	56	5.1 核电厂各阶段质量保证综述.....	82
5 公众的受照剂量估算.....	56	5.2 物项和服务采购的质量保证.....	83
6 核电厂环境影响的管理.....	57	5.3 物项制造的质量保证.....	84
6.1 国家环境保护部的监管.....	57	5.4 核电厂选址的质量保证.....	87
6.2 核电厂环境影响报告书的编制.....	57	5.5 核电厂设计的质量保证.....	88
6.3 地方环保局监督.....	57	5.6 核电厂建造的质量保证.....	89
附录 3A 运行状态下大气弥散的计算模式及参数.....	58	5.7 核电厂调试的质量保证.....	90
附录 3B 事故工况大气弥散模式及考虑.....	59	5.8 核电厂运行的质量保证.....	91
附录 3C 隔室间转移参数的缺省值.....	59	5.9 核电厂退役的质量保证.....	92
附录 3D 环境影响报告书典型内容的目录.....	59	第 6 章 核燃料循环.....	94
第 4 章 核电厂安全监督管理.....	61	1 核燃料循环的基本类型.....	94
1 核电厂安全管理原则.....	61	1.1 铀—钚燃料循环.....	95
1.1 安全文化.....	61	1.2 铀—钍燃料循环.....	96
1.2 营运单位的职责.....	61	2 核燃料循环的组成.....	97
1.3 管理控制和独立验证.....	61	2.1 铀矿地质勘探.....	97
2 核安全技术原则.....	62	2.2 铀矿的开采.....	97
2.1 纵深防御策略.....	62	2.3 铀的冶炼.....	97
2.2 通用技术原则.....	62	2.4 铀同位素分离.....	99
2.3 构筑物、系统和部件的可靠性设计.....	63	2.5 核燃料组件的制作.....	102
2.4 核电厂安全运行.....	63	2.6 堆芯辐照.....	108
3 核安全法规标准.....	64	2.7 核燃料的后处理.....	110
3.1 法律和法规.....	64	2.8 乏燃料运输.....	112
3.2 安全导则.....	64	2.9 乏燃料储存.....	113
3.3 技术标准.....	64	2.10 放射性废物的处理和处置.....	114
4 核安全许可制度.....	64	参考文献.....	117
4.1 核电厂安全许可证件的种类.....	64	第 2 篇 压水堆核电厂.....	119
4.2 核电厂安全许可证件的申请、审评、 颁发和中止或吊销.....	65	第 1 章 概述.....	121
5 核电厂安全监督.....	65	1 压水堆核电厂的组成部分.....	121
5.1 国家核安全局的监督职责.....	65	1.1 核能发电基本原理.....	121
5.2 奖励和处罚.....	66	1.2 压水堆核电厂系统构成.....	121
5.3 国际上新的核安全监管方法.....	66	1.3 厂房布置.....	122
附录 4A 许可证件申请需提交的文件.....	66	2 中国内地压水堆核电厂发展概况.....	122
附录 4B 安全分析报告典型内容的目录.....	66	2.1 秦山核电厂.....	122
第 5 章 核电厂的质量管理.....	71	2.2 秦山第二核电厂.....	122
1 质量保证体系.....	71	2.3 大亚湾核电厂.....	123
1.1 质量保证体系的总体要求.....	71	2.4 岭澳核电厂.....	123
1.2 质量保证大纲的文件类型和主要内容.....	71	2.5 田湾核电厂.....	123
1.3 国际原子能机构核电厂质量保证法规 与安全导则.....	72	2.6 秦山二期扩建工程.....	123
1.4 我国核电厂质量保证的核安全法规 与安全导则.....	72	2.7 岭澳核电厂扩建工程.....	124
2 物项分级.....	73	3 压水堆核电厂安全设计常用概念.....	124
2.1 安全等级.....	73	3.1 安全目标和纵深防御概念.....	124
2.2 抗震类别.....	74	3.2 安全功能和分级.....	124
2.3 规范等级.....	75	3.3 设计基准.....	125
2.4 质量保证分级.....	75	3.4 构筑物、部件、系统的可靠性设计.....	126
3 管理要求.....	78	3.5 安全分析.....	126
3.1 人员培训和资格考核.....	78	第 2 章 反应堆.....	128
3.2 不符合项控制和纠正措施.....	78	1 反应堆概况.....	128
3.3 文件控制和记录.....	80	1.1 反应堆功能.....	128
4 质量保证体系实施的评价.....	81	1.2 反应堆主要参数.....	128
4.1 评价目的.....	81	1.3 反应堆本体主要设备.....	129
4.2 评价分类.....	81	1.4 反应堆辅助设备.....	130
		2 堆芯部件.....	130
		2.1 燃料组件.....	131

2.2 相关组件	140	3.3 反应堆硼和水补给系统	251
3 堆芯核设计	144	3.4 硼回收系统	255
3.1 设计要求	144	3.5 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和 处理系统	259
3.2 设计基准	145	3.6 核取样系统	262
3.3 设计模型和计算机程序	146	4 二回路核蒸汽系统	265
3.4 堆芯燃料管理	149	4.1 主蒸汽系统	265
3.5 堆芯核设计	153	4.2 主给水系统	269
3.6 堆芯物理试验和测量	161	4.3 蒸汽发生器排污系统	273
3.7 堆芯换料设计	163	5 电厂辅助系统	277
4 反应堆热工水力设计	165	5.1 设备冷却水系统	277
4.1 设计基准	166	5.2 安全厂用水系统	282
4.2 堆芯热工水力设计	166	5.3 通风系统	284
4.3 反应堆水力学设计	172	5.4 消防系统	291
4.4 堆芯水力学稳定性	176	6 放射性废物处理系统	294
4.5 堆芯功率能力分析	176	6.1 气体废物处理系统	294
4.6 仪表监测	179	6.2 液体废物处理系统	296
5 反应堆及反应堆冷却剂系统屏蔽设计	179	6.3 固体废物处理系统	300
5.1 设计准则和设计要求	179	6.4 废物的贮存和处理	303
5.2 辐射分区及其设计剂量限值	180	7 常规岛主要工艺系统	305
5.3 计算程序和数据库	180	7.1 概述	305
5.4 反应堆源项计算	181	7.2 常规岛主蒸汽系统	305
5.5 冷却剂系统源项计算	184	7.3 汽水分离再热器系统	306
5.6 反应堆辐射屏蔽设计	186	7.4 常规岛主给水系统	306
5.7 反应堆辐射漏束计算	191	7.5 给水加热及除氧系统	306
5.8 主回路设备间辐射屏蔽设计	193	7.6 蒸汽旁路系统	308
5.9 反应堆厂房大气中 ⁴¹ Ar源项计算	194	第4章 核电厂关键设备	309
6 事故分析	195	1 反应堆压力容器	309
6.1 分析原则	195	1.1 功能	309
6.2 分析范围与工况	195	1.2 设计准则	309
6.3 验收准则	196	1.3 结构简述	309
6.4 分析方法	197	1.4 设计参数	310
6.5 二回路排热增加	197	1.5 材料	310
6.6 二回路系统排热减少	199	1.6 制造	313
6.7 反应堆冷却剂系统流量减小	201	1.7 检验、试验和验收	313
6.8 反应性和功率分布异常事故	203	1.8 运行、监督和维护	315
6.9 反应堆冷却剂装量增加	207	2 堆内构件	315
6.10 反应堆冷却剂装量减少	208	2.1 功能	316
6.11 辅助系统或设备的放射性后果分析	216	2.2 设计准则	316
6.12 未能紧急停堆的预期瞬态(ATWS)	217	2.3 结构描述	317
6.13 电厂运行特殊工况	219	2.4 设计参数	322
6.14 附录	222	2.5 材料	322
第3章 核电厂的主要系统	223	2.6 制造	322
1 反应堆冷却剂系统	223	2.7 组装、安装、调试及试验	323
1.1 系统功能	223	2.8 包装运输原则	325
1.2 设计基准与安全准则	223	3 蒸汽发生器	325
1.3 系统描述	223	3.1 功能	325
1.4 运行原则	227	3.2 设计准则	325
2 专设安全设施系统	232	3.3 结构描述	325
2.1 安全壳注入系统	232	3.4 设计参数	327
2.2 安全壳喷淋系统	236	3.5 材料	327
2.3 蒸汽发生器辅助给水系统	239	3.6 制造	328
2.4 安全壳氢浓度控制和空气监测系统	243	3.7 检验与试验	329
2.5 安全壳隔离系统	244	3.8 安装、运行及维修原则	329
3 核辅助系统	245	4 反应堆冷却剂泵	330
3.1 化学和容积控制系统	245	4.1 功能	330
3.2 余热排出系统	249		

4.2	设计准则	330	2.2	反应堆功率调节系统	362
4.3	结构描述	331	2.3	稳压器压力和水位控制系统	365
4.4	设计参数	332	2.4	蒸汽发生器水位控制系统	367
4.5	材料	333	2.5	蒸汽排放控制系统	370
4.6	制造	334	2.6	棒控和棒位监测系统	373
4.7	主泵监测和保护仪表	334	2.7	典型瞬态下的动态特性	375
4.8	安装、运行和维护原则	335	3	反应堆保护系统	378
4.9	检验和试验	335	3.1	系统范围	379
5	稳压器	336	3.2	功能	379
5.1	功能	336	3.3	设计基准	380
5.2	设计准则	337	3.4	设计准则	380
5.3	结构描述	337	3.5	保护参数	381
5.4	设计参数	337	3.6	运行	382
5.5	材料	337	3.7	ATWS缓解系统	385
5.6	制造	339	4	反应堆核测量系统	385
5.7	检验、试验和验收	340	4.1	堆外核测量系统	385
6	反应堆控制棒驱动机构	341	4.2	堆芯核测量系统	389
6.1	功能	341	4.3	事故后监测系统	392
6.2	设计准则	341	4.4	辐射监测	394
6.3	结构描述	342	5	核电厂控制室	397
6.4	工作原理	343	5.1	主控制室	397
6.5	设计参数	343	5.2	公共控制室	400
6.6	材料	344	5.3	控制室未来发展方向	400
6.7	制造	345	5.4	辅助控制室(应急停堆控制点)	400
6.8	检验和试验	345	6	计算机数据处理系统	402
7	工艺运输设备	346	6.1	计算机数据处理系统	402
7.1	工艺运输设备简述	346	6.2	安全盘系统	405
7.2	环吊	347	7	核电厂电气系统	408
7.3	装卸料机	348	7.1	核电厂电气系统功能、组成	408
7.4	燃料转运装置	348	7.2	交流供电系统	410
7.5	乏燃料水池吊车	348	7.3	直流和 220V 交流不间断电源系统	414
7.6	辅助吊车	349	7.4	通信系统	416
7.7	新燃料储存格架	349	7.5	实体保卫系统	416
7.8	乏燃料储存格架	350	第 6 章	核电厂建、构筑物	418
7.9	新燃料升降机	350	1	厂房总体布置	418
7.10	新燃料检查装置	351	1.1	核安全相关厂房的布置原则	418
7.11	乏燃料检查装置	351	1.2	核岛厂房及其功能	418
7.12	离线啜吸检测装置	351	1.3	常规岛厂房	418
7.13	破损燃料组件储存小室	351	1.4	其他厂房(BOP)	418
7.14	破损控制棒组件储存小室	351	1.5	国内某核电厂核岛平面布置图	419
7.15	可燃毒物组件存放架	352	2	反应堆厂房安全壳	419
7.16	操作工具	352	2.1	安全壳主要功能	419
7.17	乏燃料容器吊车	353	2.2	安全壳种类	419
8	常规岛主要设备	354	2.3	设计基准	419
8.1	汽轮机	355	2.4	结构	419
8.2	发电机	356	2.5	安全壳结构整体性试验和密封性试验	421
8.3	凝汽器	357	3	反应堆厂房内部结构和核岛其他厂房	422
8.4	汽水分离再热器	358	3.1	反应堆厂房内部结构构成	422
第 5 章	核电厂的控制、仪表和电气	360	3.2	内部结构的作用和作用效应组合	424
1	核电厂的仪表与控制	360	3.3	其他抗震 I 类结构	425
1.1	仪表和控制系统的功能	360	3.4	作用和作用效应组合	428
1.2	核电厂的控制特性	360	4	抗震设计	429
1.3	核电厂的监测和控制方式	360	4.1	抗震分类与设防标准	429
1.4	操纵员干预核电厂运行的程度	360	4.2	抗震设计参数	429
2	核蒸汽供应系统的控制	361	4.3	抗震分析	430
2.1	控制系统	361	4.4	作用效应组合	431

4.5 概念设计和构造要求	431	3.4 项目申请报告	467
5 常规岛建、构筑物	431	4 设备招投标与合同谈判	468
5.1 总体布置	431	4.1 招标前的准备工作	468
5.2 常规岛机械起吊系统	431	4.2 招标书的编写	469
5.3 主厂房的结构选型	431	4.3 潜在供应商的资格审查	470
5.4 基础	432	4.4 评标标准	471
5.5 结构设计	433	4.5 发标、开标、澄清谈判及评标	472
参考文献	434	4.6 确定中标人及合同签订	473
第3篇 核电厂的建造	435	5 初步安全分析报告与环境影响评价报告书	473
第1章 综述	437	5.1 概述	473
1 核电厂建造的项目管理与组织	437	5.2 初步安全分析报告(PSAR)	473
1.1 核电项目管理的范围与内容	437	5.3 环境影响评价报告书(EIR)	475
1.2 核电项目管理的组织	437	5.4 PSAR及EIR/DS的审评过程	476
2 核电厂建造各阶段的划分与定义	440	5.5 建造许可证的颁发及后续工作	476
2.1 核电厂建造各阶段的划分	440	6 工程初步设计与现场总体规划设计	476
2.2 各阶段工作全面开展前的准备工作	441	6.1 工程初步设计	476
2.3 各阶段的后续工作与制约因素	441	6.2 现场总体规划设计	478
2.4 合理安排各阶段的交叉作业,缩短 建造周期	442	6.3 总体规划编制	479
3 工程三大控制要点	442	7 前期工程设计与施工	479
3.1 工程质量控制	443	7.1 前期工程设计	479
3.2 工程进度控制	443	7.2 前期工程施工	481
3.3 工程投资控制	445	第3章 核电厂的设备采购与监造	483
3.4 工程管理信息系统	447	1 核电厂主设备的采购模式	483
3.5 内部控制制度	447	1.1 核电厂主设备的范围	483
4 设计与施工管理	447	1.2 核电厂主设备采购模式划分的原则	483
4.1 设计与施工管理的业务范围和服务内容	447	1.3 核电厂主设备采购模式划分	483
4.2 设计管理	447	1.4 核电厂各种主设备采购模式的对比	483
4.3 施工管理与监理	449	1.5 主设备采购打包的工程实例	484
5 工程项目程序管理和接口管理	451	2 设备部件制造国产化与技术转让	484
5.1 工程项目程序管理	451	2.1 核电设备制造的国产化	484
5.2 工程项目接口管理	452	2.2 核电国产化的技术转让	486
6 核电项目建设中工程与调试生产准备的协调	455	3 核岛关键路径设备制造的质量控制	487
6.1 设计、制造阶段工程与生产的协调	455	3.1 反应堆压力容器	487
6.2 施工、安装阶段工程与生产的协调	455	3.2 蒸汽发生器	488
6.3 调试启动阶段工程与生产的协调	455	3.3 稳压器	488
7 核电工程竣工验收管理	456	3.4 反应堆冷却剂泵	488
7.1 竣工验收的时间确定	456	3.5 堆内构件	488
7.2 竣工验收的条件	456	3.6 控制棒驱动机构	488
7.3 竣工验收的程序和组织	456	3.7 主回路管道	489
7.4 相关的法规和标准	457	3.8 关键路径设备制造的质量监督要点	489
7.5 竣工验收的整体思路	457	3.9 关键路径设备制造的进度控制	490
7.6 竣工验收的组织机构	457	4 制造标准、规范与国家核安全法规、导则	490
7.7 竣工验收中介机构	457	4.1 我国与核电建设相关的法律	490
7.8 文件体系及其编写	457	4.2 我国与核电建设相关的法规、规定与 国家标准	490
7.9 国家竣工验收	457	4.3 各部门行业标准	490
第2章 核电厂建设的前期工作	458	4.4 国外标准	490
1 核电工程的项目策划	458	5 制造偏差与不符合项处理	490
1.1 核电工程项目策划的重要性、必要性	458	5.1 制造偏差与不符合项的基本概念	491
1.2 核电工程项目策划的主要内容	459	5.2 不符合项处理原则	491
2 核电前期工作网络进度和关键路径	460	5.3 不符合项的处置方式	491
3 工程立项、初步可行性研究与可行性研究	464	5.4 不符合项分类原则	491
3.1 执行核准制后核电厂前期的审批过程	464	5.5 核级设备制造不符合项分类、处理的 实际运作	492
3.2 初步可行性研究	464	6 工厂监造与出厂试验见证	492
3.3 可行性研究	465	6.1 工厂监造与出厂试验见证的目的和依据	492

6.2 供应方的责任和购买方的权利	492	报告的编制和提交	518
6.3 对监造人员的要求	493	9 核清洁施工	518
6.4 质量监督的主要活动	493	9.1 核清洁的施工范围	518
6.5 工厂监造的分级管理	494	9.2 核清洁区施工的要求	518
6.6 第三方监督	494	9.3 核清洁施工前的准备工作	519
6.7 监造措施	495	9.4 核清洁的施工	519
6.8 会议制度	495	9.5 质量保证措施	520
6.9 报告制度	495	9.6 安全保证措施	520
7 燃料组件的采购和监造	496	第5章 核电厂核岛系统的安装施工	521
7.1 燃料组件的采购	496	1 概况	521
7.2 燃料组件制造工艺和质量控制	496	1.1 核岛安装工程量	521
7.3 燃料组件的监造	498	1.2 核岛安装工程的施工特点	521
第4章 核电工程的土建施工	499	2 施工组织, 人力动员	521
1 核电厂土建施工特点	499	2.1 组织建设	521
1.1 厂房结构复杂, 施工难度大	499	2.2 人力动员曲线	522
1.2 施工周期长	499	2.3 人员培训管理	522
1.3 投资规模大	499	3 工程管理	522
1.4 工艺复杂, 施工接口多	499	3.1 工程进度控制与管理	522
1.5 质量要求高	499	3.2 工程协调及系统管理	524
2 主体工程土建施工组织及施工准备	499	3.3 技术管理	526
2.1 项目组织机构	499	3.4 焊接管理	528
2.2 人员组织	499	3.5 核岛安装工程信息化应用	530
2.3 材料供应	500	3.6 质量管理	532
2.4 机械设备的管理	500	3.7 测量网络的建立和管理	534
2.5 生产和生活临时建筑	500	4 安装施工管理	534
2.6 技术文件的准备	501	4.1 环吊安装	534
2.7 混凝土及混凝土供应链的准备	501	4.2 主设备安装	535
3 施工现场的管理	501	4.3 辅助管道安装	541
3.1 技术管理	501	4.4 通风保温工程	542
3.2 进度管理	503	4.5 电仪系统安装	543
3.3 质量管理	505	第6章 业主(或项目公司)的施工管理	545
3.4 安全管理	507	1 现场施工阶段总体协调与管理	545
4 反应堆厂房预应力安全壳的施工	507	1.1 施工阶段所管辖的工程范围	545
4.1 施工层段划分	507	1.2 现场施工管理的组织	545
4.2 钢筋施工	507	1.3 现场施工管理的职责范围	545
4.3 模板施工	507	1.4 监督施工合同商内部组织管理的有效性	545
4.4 混凝土施工	508	1.5 现场施工阶段的总体协调	545
4.5 安全壳预应力施工	508	2 项目施工管理	546
4.6 预应力双层安全壳的施工	509	2.1 项目施工管理的准备工作	546
5 钢结构施工	510	2.2 项目施工管理控制体系	546
5.1 钢衬里的施工	510	2.3 施工协调制度	548
5.2 不锈钢内衬的施工	513	3 设计、供应与施工的接口管理	548
5.3 钢衬里的焊接	514	3.1 设计图纸文件和设备器材供应与施工的 接口管理	548
6 预埋件与二次钢结构施工	514	3.2 施工现场的修改设计接口及其授权	548
6.1 预埋件的施工	514	3.3 土建施工与安装工程的接口问题	549
6.2 二次钢结构的施工	515	3.4 现场施工向生产部门移交的接口管理	549
6.3 预埋件与二次钢结构的质量保证措施	516	4 重大部件的运输和吊装	549
7 油漆施工	516	5 工程建造期间的政府监督(核安全监管)	550
7.1 腐蚀类型和控制方法	516	5.1 工程建造期间核安全监管的主要任务	550
7.2 油漆涂装的控制	516	5.2 核安全监管管理的组织机构与监督依据	550
7.3 附着力测试	517	5.3 核安全监管的方式	550
7.4 见证板和参考面	517	6 竣工验收	550
8 现场变更与竣工文件	517	6.1 概述	550
8.1 变更文件的管理	517	6.2 土建竣工验收	550
8.2 竣工文件的编制和提交	517	6.3 安装竣工验收	551
8.3 土建竣工状态报告、安装竣工状态			

6.4 厂房移交	551	8 安全壳结构整体性试验	623
第4篇 核电厂的调试及营运	553	8.1 试验目的	623
第1章 核电厂调试	555	8.2 引用标准	623
1 调试管理	555	8.3 试验依据	623
1.1 核电厂调试启动的目的	555	8.4 某核电厂安全壳结构整体性试验	625
1.2 调试遵循的主要规范和参考文件	555	9 反应堆首次装料	629
1.3 调试模式	555	9.1 燃料装卸装运和储存系统的调试	629
1.4 调试组织机构	555	9.2 反应堆首次装料操作	631
1.5 职责	555	9.3 首次堆芯装料物理试验	632
1.6 调试文件体系	556	10 堆芯物理性能试验	637
1.7 调试阶段的质量控制和核安全监督	559	10.1 首次堆芯物理启动试验	637
1.8 调试过程中的管理	560	10.2 首次堆芯临界物理试验	642
2 系统清洗	563	10.3 反应堆临界硼浓度测量	645
2.1 清洗前的技术资料准备	563	10.4 控制棒价值测量	647
2.2 清洗方案制定	563	10.5 功率系数测量	649
2.3 清洗系统划分原则	563	10.6 “模拟弹棒”试验	651
2.4 冲洗准备	564	10.7 控制棒落棒试验	652
2.5 清洗技术	564	10.8 堆外核测仪表刻度系数的校核	653
2.6 清洗前的质量控制	564	10.9 一束控制棒抽、插试验	656
2.7 清洗过程中的质量控制	565	10.10 反应性系数测定	657
2.8 清洗标准	565	10.11 堆芯功率分布测量	659
2.9 清洗后的保管	565	10.12 热平衡测量	661
2.10 常规岛清洗主要流程	565	10.13 热平衡法计算反应堆冷却剂流量	663
2.11 主系统和相连的主要辅助系统清洗	566	10.14 等温温度系数测量	664
3 分系统设备和系统检查	567	10.15 氙振荡试验	666
3.1 设备和系统的检查	567	10.16 蒸汽发生器设计裕度试验	667
3.2 验收标准及规范	567	11 机组重要瞬态及分析	668
3.3 机械设备检查	567	11.1 反应堆紧急停堆试验	668
3.4 仪控设备检查	567	11.2 汽轮机跳闸反应堆不停堆试验	670
3.5 电器设备	568	11.3 甩负荷孤岛运行试验	673
3.6 文件验收	569	11.4 失去厂外电源试验	677
4 调试阶段的划分和内容	569	11.5 负荷变动试验	681
4.1 调试阶段划分	569	附录 系统名称代号	682
4.2 调试应具备的条件	569	第2章 核电厂的运营管理	686
4.3 性能试验的主要内容和方法	569	1 概述	686
5 核岛主辅系统的主要试验	572	1.1 核电厂的主工艺流程和组成	686
5.1 安全注入系统试验	572	1.2 核电厂生产组织机构及职责	686
5.2 一回路水压试验	597	1.3 核电厂生产指挥系统	688
5.3 主冷却剂泵试验	605	1.4 核电厂运行的质量保证	691
5.4 主系统升温升压和降温降压试验	606	2 核电厂的运行	693
5.5 一回路主系统系统调试	607	2.1 核电厂运行组织机构	693
6 汽轮机启动调试	610	2.2 运行管理工作	694
6.1 核电厂汽轮机及其辅助系统的设计特点	610	2.3 运行文件	696
6.2 汽轮机带载前的分系统调试和非核 蒸汽冲转汽轮机	612	2.4 机组正常工况下的运行管理	697
6.3 功率运行阶段常规岛整组启动试验	615	2.5 机组大修工况下的运行管理	700
6.4 汽轮发电机组热力性能试验	617	2.6 事故工况下的运行管理	701
6.5 168h满功率运行考核	618	2.7 核电厂的启停	702
7 安全壳整体密封性试验	618	3 核电厂的维修	711
7.1 试验目的	618	3.1 维修模式	711
7.2 试验依据	619	3.2 核电厂维修工作的特点和目标	711
7.3 试验分类和总的要求	619	3.3 组织机构	712
7.4 隔离阀密封性试验 (C类试验)	619	3.4 维修文件	712
7.5 B类试验	620	3.5 维修计划	713
7.6 整体密封试验 (A类试验)	620	3.6 日常维修管理	714
		3.7 核电厂大修	715
		4 核电厂的技术管理	721

5.5	核取样系统 (PSS)	790
5.6	启动给水系统 (FWS)	790
5.7	乏燃料池冷却系统 (SFS)	791
5.8	燃料操作与换料系统 (FHS)	792
5.9	安全壳泄漏率试验系统 (VUS)	793
6	三废系统	793
6.1	放射性废液系统 (WLS)	793
6.2	放射性废气系统 (WGS)	795
6.3	放射性废固系统 (WSS)	795
7	AP1000 的主要设备及其特征	797
7.1	反应堆压力容器	797
7.2	蒸汽发生器	797
7.3	反应堆冷却剂屏蔽电动泵 (CMP)	798
7.4	稳压器	799
7.5	堆内构件	799
7.6	非能动余热排出热交换器 (PRHR HX)	800
7.7	爆破阀	800
7.8	其他设备	801
8	核电厂的布置	802
8.1	概述	802
8.2	核岛主厂房	802
8.3	汽机厂房	804
9	模块化技术	804
9.1	模块化建造	804
9.2	模块化设计	806
9.3	AP600 和 AP1000 模块化设计进展	806
10	AP1000 的技术经济特性	806
10.1	先进核电厂共同的技术经济性能	806
10.2	设计简化	807
10.3	模块化建造技术	807
10.4	燃料循环经济	807
附件 A1	AP600 与 AP1000 研发的背景与过程	808
A1.1	AP600 和 AP1000 的研究开发情况	808
A1.2	AP600 和 AP1000 的试验验证情况	808
A1.3	可用于 AP1000 的分析程序	808
A1.4	美国核电项目的一步审批法	808
第 2 章	先进能动压水堆核电站	810
1	EPR 总体介绍	810
1.1	概述	810
1.2	EPR 开发经过简述	810
1.3	设计目标和技术性能参数	810
1.4	EPR 的分级原则	811
1.5	安全评价和经济性初评	813
1.6	机组总体布置	814
1.7	综合评述	815
2	EPR 的主要系统	815
2.1	反应堆核设计和热工设计	815
2.2	反应堆冷却剂系统和与之相连的系统	819
2.3	专设安全设施	821
2.4	仪控系统	825
2.5	电气系统	827
2.6	反应堆辅助系统	830
2.7	蒸汽发电系统	832
3	EPR 的主设备	835
3.1	反应堆压力容器	835
3.2	反应堆冷却剂泵	837

3.3 蒸汽发生器	838	1.4 典型配置	879
3.4 反应堆冷却剂管道	841	2 系统结构与基本要求	879
3.5 稳压器	841	2.1 I&C 系统的安全分级	879
3.6 主设备支撑	842	2.2 基本构成	880
4 EPR 安全壳系统	842	2.3 总体构架	880
4.1 安全壳系统	842	2.4 数据通信	881
4.2 环廊通风系统	843	2.5 总体功能要求与应对措施	881
4.3 安全壳隔离系统	844	2.6 软件的验证与确认	882
4.4 可燃气体控制	844	2.7 鉴定	884
4.5 底板保护	844	3 API1000 的 I&C 系统	884
4.6 安全壳热导出系统	845	3.1 概述	884
5 EPR 机组总体布置	846	3.2 总体结构	885
5.1 主厂房描述及核岛布置	846	3.3 保护与安全监测系统	887
5.2 EPR 机组核岛布置安全性分析	848	3.4 电厂控制系统	891
附件 A1 EPR 缩略术语	848	3.5 Common Q 平台	891
第 3 章 其他先进压水堆核电厂	851	3.6 Ovation 平台	895
1 先进压水堆 APWR	851	4 EPR 的 I&C 系统	897
1.1 堆芯和燃料组件	851	4.1 系统接口	897
1.2 反应堆冷却剂系统	851	4.2 总体结构	897
1.3 反应堆冷却剂系统主设备	851	4.3 系统平台	898
1.4 专设安全系统配置和严重事故考虑	852	4.4 TELEPERM XS 平台	898
1.5 其他特性	855	4.5 TELEPERM XP 平台	902
1.6 主要技术参数	855	第 5 章 先进控制室系统	905
2 先进压水堆 APWR ⁺	856	1 概述	905
2.1 堆芯和燃料组件	856	1.1 传统控制室系统的概况	905
2.2 反应堆冷却剂系统	856	1.2 先进控制室系统的基本特征	905
2.3 反应堆冷却剂系统主设备	856	1.3 基本构成	906
2.4 安全理念和安全系统的配置特性	856	2 显示系统	906
2.5 主要技术参数	858	2.1 主要功能	906
3 先进压水堆 System80 ⁺	858	2.2 显示内容	906
3.1 堆芯设计	858	2.3 显示格式	906
3.2 堆本体及燃料储存和操作系统	860	2.4 显示元素	906
3.3 核岛系统设计	861	2.5 显示系统的设备	907
3.4 System80 ⁺ 安全性能	865	2.6 显示画面层次结构	907
3.5 仪表和控制系统	865	2.7 大屏幕信息系统	907
3.6 System80 ⁺ 总体布置	866	3 先进报警系统	907
4 先进压水堆 APR1400 简介 (韩国)	867	3.1 概述	907
4.1 主要设计特点	867	3.2 先进报警系统的功能	908
4.2 设计改良内容	868	3.3 报警处理特性	908
4.3 更加提高的安全性	868	3.4 报警显示特性	908
5 一体化压水堆核电厂	869	3.5 先进报警诊断技术	909
5.1 总述	869	4 计算机化规程	909
5.2 IRIS 的主要设计参数及设计特点	870	4.1 概述	909
5.3 IRIS 的反应堆及其冷却剂系统	871	4.2 功能	909
5.4 IRIS 燃料和堆芯设计	872	4.3 显示内容	909
5.5 IRIS 的冷却剂系统主要设备设计	872	4.4 显示特性	909
5.6 IRIS 的专设安全系统	874	4.5 人机接口要求	909
5.7 IRIS 的主要核辅助系统	875	4.6 其他要求	910
5.8 安全壳设计及燃料输运和储存	875	5 人因工程	910
5.9 电厂布置设计初步方案	876	5.1 概述	910
5.10 辅助厂房总体布置	877	5.2 人因工程大纲管理	911
第 4 章 数字化仪表和控制系统	878	5.3 运行经验评审 (OER)	912
1 概述	878	5.4 功能要求分析和功能分配	912
1.1 发展趋势	878	5.5 任务分析	913
1.2 发展现状	878	5.6 人员配备和资格	914
1.3 基本特征	878	5.7 人的可靠性分析 (HRA)	914

5.8 人机接口 (HSI) 设计	915	2.1 快堆在核能发展中的地位	978
5.9 规程开发	916	2.2 国外快堆发展历史	979
5.10 培训大纲开发	916	2.3 我国快堆发展历史	981
5.11 人因验证和确认 (V&V)	916	3 快堆堆芯	984
5.12 设计实现	919	3.1 快堆核数据	984
5.13 人的行为监测	919	3.2 快堆中子学	985
6 典型的运行和控制中心	919	3.3 快堆堆芯热工水力	987
6.1 AP1000 的运行和控制中心系统	919	3.4 快堆屏蔽	989
6.2 EPR 的运行和控制中心	921	3.5 快堆堆芯结构力学	990
第 6 章 概率安全评价与严重事故分析	923	4 快堆燃料组件	993
1 概述	923	4.1 快堆燃料组件特征	993
1.1 发展概况	923	4.2 快堆燃料组件结构	994
1.2 目标与手段	923	4.3 燃料组件运行性能	995
1.3 概率安全评价与严重事故的关系	924	4.4 快堆燃料元件的发展	1002
1.4 本章的结构	924	5 快堆本体结构	1003
2 核电厂概率安全评价	925	5.1 结构类型和特点	1003
2.1 功率运行工况下内部事件一级 PSA	925	5.2 回路式和池式结构的比较与选择	1005
2.2 外部事件分析	939	5.3 结构材料	1008
2.3 低功率及停堆工况一级 PSA	943	6 钠冷快堆主热传输系统	1010
2.4 二级 PSA	946	6.1 钠冷快堆主热传输系统总说明	1010
2.5 三级 PSA	951	6.2 池式钠冷快堆的一回路系统及设备	1012
3 严重事故分析与对策	952	6.3 池式钠冷快堆的二回路系统及设备	1014
3.1 严重事故现象	952	6.4 池式钠冷快堆的反应堆应急保护系统	1017
3.2 严重事故预防和缓解措施	955	7 快堆燃料操作系统	1021
3.3 严重事故管理	960	7.1 钠冷快堆燃料操作系统的任务、特点 和要求	1021
3.4 总结	964	7.2 堆内燃料操作系统的类型	1021
附件 A1 AP1000 设备冷却水系统故障树分析	964	7.3 旋塞式操作系统的形式	1023
A1.1 系统描述	964	8 快堆仪、控、电系统	1028
A1.2 系统运行	964	8.1 快堆供电系统	1028
A1.3 事故工况下的运行	965	8.2 快堆保护参数和保护系统	1029
A1.4 始发事件审查	965	8.3 快堆核测量系统	1031
A1.5 系统逻辑模型	965	8.4 快堆主要控制调节系统	1032
附件 A2 AP600 核电厂低功率及停堆 PSA 简介	965	8.5 快堆过程检测系统	1033
A2.1 始发事件分析	965	8.6 快堆辐射监测系统	1034
A2.2 数据分析	966	8.7 快堆燃料元件破损探测系统	1034
A2.3 事件树分析	967	9 快堆钠工艺及相关系统	1034
A2.4 故障树分析	967	9.1 钠的净化技术	1034
A2.5 成功准则	967	9.2 钠中杂质的监测	1037
A2.6 共因失效	967	9.3 结构材料与高温钠的相容性	1040
A2.7 人员可靠性分析	967	9.4 钠火、探测和消防	1044
A2.8 定量化	968	9.5 钠水反应	1046
附件 A3 SA 分析工具介绍	968	9.6 钠与混凝土反应	1047
A3.1 SA 分析工具	968	10 快堆安全	1047
A3.2 严重事故现象与程序分析手段	969	10.1 固有安全性及安全设计	1048
参考文献	971	10.2 停堆系统和专设安全设施	1048
第 6 篇 下一代先进核能系统	973	10.3 有保护瞬态	1050
第 1 章 钠冷快中子增殖堆核电厂	975	10.4 无保护瞬态	1051
1 钠冷快中子增殖堆核电厂一般特征	975	10.5 局部事故	1052
1.1 易裂变核的增殖	975	11 快堆发展前景	1054
1.2 快堆堆芯其他特点	976	11.1 我国快堆发展前景	1054
1.3 快堆冷却剂	976	11.2 我国快堆发展战略研究	1055
1.4 主热传输系统	977	11.3 国外快堆发展前景	1056
1.5 快堆的燃料循环	977	第 2 章 高温气冷堆	1058
2 快堆在核能发展中的地位和历史	978	1 高温气冷堆概况	1058
		1.1 高温气冷堆的历史	1058

1.2 高温气冷堆的可选循环方式	1059	11.2 核能制氢	1117
1.3 高温气冷堆核电厂的组成	1060	11.3 稠油热采	1118
1.4 高温气冷堆的类型	1060	第3章 加速器驱动的次临界核能系统 (ADS)	1120
1.5 几个典型的高温气冷堆方案	1061	1 加速器驱动的次临界核能系统的原理	1120
1.6 高温气冷堆的特点	1062	1.1 历史回顾	1120
2 模块式高温气冷堆的特征和典型参数	1063	1.2 原理	1120
2.1 模块式高温气冷堆的安全特点	1063	1.3 结构组成	1121
2.2 典型的模块式高温气冷堆的主要设计参数	1063	2 加速器驱动的次临界核能系统在核电燃料循环中的作用	1122
3 反应堆堆芯	1066	2.1 裂变核能持续发展面临的问题	1122
3.1 堆芯的构成	1066	2.2 核废料核素	1122
3.2 物理设计	1067	2.3 核废料核素的放射性毒性和嬗变	1123
3.3 热工设计	1070	2.4 引入加速器驱动的次临界核能系统构造放射性洁净核能工业园	1126
3.4 结构设计	1072	3 加速器驱动的次临界核能系统面临的关键技术问题	1128
4 燃料元件	1072	3.1 加速器驱动的次临界核能系统中的强流质子加速器技术	1128
4.1 燃料元件类型	1072	3.2 高功率次临界反应堆	1131
4.2 球形燃料元件设计	1073	3.3 结合件	1132
4.3 球形燃料元件制造	1074	第4章 其他先进核能系统	1133
4.4 燃料元件自由铀含量	1078	1 气冷快堆	1133
4.5 球形燃料元件辐照性能	1078	1.1 气冷快堆概述	1133
4.6 球形燃料元件堆内运行结果	1079	1.2 气冷快堆发展目标	1133
5 反应堆一回路系统及主要设备	1080	1.3 气冷快堆研发	1134
5.1 一回路系统简要描述	1080	1.4 气冷快堆设计概念方案	1134
5.2 陶瓷堆内构件	1081	2 超临界水冷堆 (SCWR) 核电厂	1135
5.3 金属堆内构件	1083	2.1 概述	1135
5.4 压力容器	1085	2.2 总体设计	1136
5.5 热气导管及其壳体	1087	2.3 反应堆堆芯	1136
5.6 蒸汽发生器与再热器	1088	2.4 主回路系统	1136
5.7 氦风机和风机挡板	1091	2.5 辅助系统	1136
6 反应堆停堆系统	1092	2.6 控制与保护系统	1137
6.1 控制棒	1092	2.7 专设安全设施	1137
6.2 吸收球停堆系统	1094	2.8 功率转换系统流程图	1137
7 反应堆辅助系统	1095	2.9 SCWR 主要参数	1137
7.1 燃料装卸与储存系统	1095	2.10 待解决的问题	1138
7.2 氦净化与氦辅助系统	1099	3 铅冷快堆	1138
7.3 气体采样与分析系统	1103	3.1 铅冷快堆概述	1138
7.4 余热排出系统	1104	3.2 铅冷快堆研发	1139
7.5 生物屏蔽冷却系统	1105	3.3 铅冷快堆典型设计概念	1140
7.6 蒸汽发生器事故排放系统	1105	4 超高温气冷堆 (VHTR)	1140
7.7 一回路压力泄放系统	1106	4.1 超高温气冷堆 (VHTR) 基本特征	1140
7.8 设备冷却水系统	1107	4.2 超高温气冷堆发展目标	1141
7.9 通风空调系统	1107	4.3 超高温气冷堆的工艺基础	1142
8 仪表、控制与电力系统	1108	4.4 超高温气冷堆主要研究与发展需要	1142
8.1 仪表和控制系统	1108	4.5 超高温气冷堆燃料循环研究和发展工作	1142
8.2 厂用电系统	1110	4.6 超高温气冷堆设计和评价	1142
9 安全分析与包容体	1111	5 熔盐堆 (MSR)	1142
9.1 安全分析	1111	5.1 熔盐堆 (MSR) 基本特征	1142
9.2 包容体	1115	5.2 熔盐堆 (MSR) 发展目标	1143
10 核电厂常规岛系统	1116	5.3 熔盐堆 (MSR) 的关键技术和工艺基础	1144
10.1 设计原则	1116	5.4 熔盐堆 (MSR) 主要研究和发展需要	1144
10.2 常规岛概述	1116	参考文献	1146
10.3 启动停堆系统	1116		
11 高温气冷堆的其他工业应用	1117		
11.1 概述	1117		

第 1 篇 概 论

主编单位：中国核电工程有限公司

主 编：叶奇蓁 邢馥吏

编写人员：叶奇蓁(中国核电工程有限公司)

邢馥吏(中国核电工程有限公司)

华 旦(中国核电工程有限公司)

杨怡元(中国核电工程有限公司)

程和平(中国核电工程有限公司)

审稿人员：叶奇蓁 邢馥吏

第1章 核能发电概述

1 核能发电在能源结构中的地位

1.1 世界能源结构及核能地位

核能发电就是利用反应堆中核裂变链式反应所释放的热能发电。20世纪50年代,美国、苏联、英国等国在军用生产堆和核潜艇动力堆的技术基础上,先后建成了奥布宁斯克压力管式石墨水冷堆核电站,卡尔德霍尔产钚、发电两用石墨气冷堆核电站,希平港压水堆核电站和德累斯顿沸水堆核电站,至今已有50年左右的历史。20世纪70年代前期,核电站迅速发展成实用化、大型化的发电厂,并开始系列

化、规模化地建设。直至90年代前核电容量的增长极为迅速,核电增长率超过了电力总增长率。

根据UIC(铀信息中心)2005年的统计,核能发电占全球电力生产的16%,燃煤发电占39%,燃油发电占10%,燃气发电占15%,水电占19%。从1990年至2004年核电装机容量增长了约12%,共39GWe,而核能发电增长了38%,共7180亿kWh,其中36%为新增发电机组的贡献,7%为运行核电站提高出力的贡献,57%为运行核电站提高可利用率的贡献。与1990年相比,四分之一核电站的负荷因子大于90%,三分之二核电站的负荷因子高于75%。表1.1-1示出世界核能发电一览表。

表 1.1-1

世界核能发电一览表

国家或地区	发电量		运行核电站		在建核电站		计划兴建核电站		建议兴建核电站		铀需求 (2006年t)
	bil. kWh	%	数量	容量(MW)	数量	容量(MW)	数量	容量(MWe)	数量	容量(MWe)	
美国	788.6	20	103	98 034	1	1065	0	0	13	17 000	19 715
法国	426.8	78	59	63 473	0	0	0	0	1	1600	10 146
日本	273.8	29	55	47 700	1	866	12	14 782	0	0	8169
俄罗斯	133	16	31	21 743	4	3600	1	925	8	9375	3439
德国	158.4	32	17	20 303	0	0	0	0	0	0	3458
韩国	124	38	20	16 840	0	0	8	9200	0	0	3037
乌克兰	81.1	51	15	13 168	0	0	2	1900	0	0	1988
加拿大	85.3	15	18	12 595	0	0	2	1540	0	0	1635
英国	73.7	19	23	11 852	0	0	0	0	0	0	2158
瑞典	75	52	10	8938	0	0	0	0	0	0	1435
西班牙	60.9	23	9	7584	0	0	0	0	0	0	1505
中国	47.8	2	9	6587	5	4480	6	5050	19	15 000	1294
比利时	44.9	55	7	5728	0	0	0	0	0	0	1075
中国台湾	37.9	21	9	4884	2	2600	0	0	0	0	906
捷克	26.3	31	6	3472	0	0	0	0	2	1900	540
瑞士	25.4	40	5	3220	0	0	0	0	0	0	575
印度	15	3	15	2993	8	3638	0	0	24	13 160	1334
保加利亚	15.6	42	4	2722	0	0	2	1900	0	0	253
芬兰	21.8	27	4	2676	1	1600	0	0	0	0	473
斯洛伐克	15.6	55	6	2472	0	0	0	0	0	0	144
巴西	11.5	3	2	1901	0	0	1	1245	0	0	336
南非	14.3	7	2	1842	0	0	1	165	24	4400	329
匈牙利	11.2	34	4	1755	0	0	0	0	0	0	251
墨西哥	10.6	5	2	1310	0	0	0	0	0	0	256
立陶宛	13.9	72	1	1185	0	0	0	0	1	1000	134
阿根廷	7.3	8.2	2	935	1	692	0	0	0	0	134
斯洛文尼亚	5.2	38	1	676	0	0	0	0	0	0	144
罗马尼亚	5.1	10	1	655	1	655	0	0	3	1995	176
荷兰	3.6	4	1	452	0	0	0	0	0	0	112
巴基斯坦	1.9	2	2	425	1	300	0	0	2	1200	64
阿美尼亚	2.2	39	1	376	0	0	0	0	0	0	51
朝鲜	0	0	0	0	1	950	1	950	0	0	0
伊朗	0	0	0	0	1	915	2	1900	3	2850	0
土耳其	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4500	0
印度尼西亚	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4000	0
越南	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2000	0
以色列	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1200	0
埃及	0	0	0	0	0	0	0	0	1	600	0
全球总计	2618.6	16	441	368 496	27	21 361	38	39 557	113	82 220	65 478

注 反应堆数据取自WNA 2006年3月31日,电力生产和百分比取自IAEA 2005年7月7日。在建核电站表示已浇注了第一罐混凝土,计划兴建核电站表示批准立项,建议兴建核电站表示有明确的意图。

从表 1.1-1 中可以看到,核电在相当一部分国家中,特别是一些能源匮乏的国家中是一个重要的能源,占着很高的百分比。即使在能源丰富的发达国家,由于核电有很高的负荷因子,承担着电网的基本负荷,是电力结构中一个重要的组成部分。此外,从表中还可以看出,随着亚洲和发展中国家经济的发展,核电亦将是他们解决能源问题的重要途径。目前正在兴建的 27 座核电厂,以及计划兴建的 38 座核电厂大部分在亚洲和发展中国家。

相对于其他清洁能源或可再生能源(水电、风电、太阳能发电、生物质能发电等),核能发电不受气候、季节的影响,发电规模大,厂址可接近负荷中心,以及运转时间长,可以 12~24 个月持续稳定运行,因此它在改善电力结构,保证电力安全,支持工农业发展方面都是一个重要的因素。

1.2 核能发电在中国能源发展中的作用

我国煤炭、水力资源含量十分丰富,还有相当数量的石油、天然气资源,但人均占有量却很低,而且分布极不平衡。据《中国能源》(1988 年)收集的中国各地区能源资源比重的资料(见表 1.1-2)来看,70%以上的水力资源分布在西南,近 80%煤炭储量分布在北方,其中大部分又集中在山西、内蒙古、陕西和宁夏四个省区,大部分天然气贮藏在西北。至于能源比丰度——人均占有标准煤当量的比值,以华北地区为 1,则东南沿海人口密集、经济发达、工业集中地区仅达到 0.05,致使北煤南运、西电东输、西气东送,加剧了运量紧张和资源损耗。

表 1.1-2 中国各地区能源资源比重 (%)

地区	合计	煤炭	水力	石油天然气	能源比丰度
华北	43.9	64.0	1.8	14.4	1
东北	3.8	3.1	1.8	48.3	0.11
华东	6.0	6.5	4.4	18.2	0.05
中南	5.6	3.7	9.5	2.5	0.05
西南	28.6	10.7	70.0	2.5	0.42
西北	12.1	12.0	12.5	14.0	0.45

表 1.1-3 示出 2003 年我国发电装机容量及发电量的构成,从中可以看到火电占了极高的比例,核电只占了一个很小的零头,离全球核电平均占有量 16% 还有很大差距。这种电力结构加剧了环境的压力和一次能源运输的困难,调整能源结构势在必行。

表 1.1-3 2003 年中国发电装机容量及发电量构成

类 型	火电	水电	核电
装机容量 (GW)	289	94.8	6.4
所占比例	74%	24.4%	1.6%
发电量 (bil. kWh)	1579	281.35	43.85
所占比例	82.9%	14.8%	2.3%

我国正在运行和在建的核电厂,全部位于东南沿海经济发达地区。根据《电力工业统计资料提要(2003.5)》给出的数据,2002 年广东省发电总量为 1610.1 亿 kWh,其中核电 208.8 亿 kWh,占 13.0%,可见核电已经成为当地电网的一个相当的组成部分。核电厂运转安全、可靠、稳定,因此除了可再生能源外,核电将是我国替代煤电,改善电力结构的重要方式。

2 核电厂的工作原理

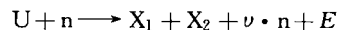
核电厂由核岛(NI)、常规岛(CI)、电厂配套设施(BOP)组成。核岛的主要部分是核蒸汽供应系统(NSSS),其中包括核反应堆本体和冷却剂循环系统。核反应堆内装载有进行核裂变链式反应的核燃料,核反应所产生的热量由反应堆冷却剂带走,并产生(或形成)蒸汽,以驱动汽轮发电机组发电。

2.1 核裂变与核聚变

迄今为止,所有核电厂的反应堆都是运用核裂变反应释放核能的。

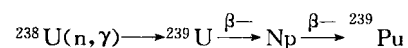
(1) 核裂变反应是指可裂变的重原子核,例如,铀和钚,吸收中子后,分裂为两个或两个以上的碎片,形成新的、较轻的原子核,并释放能量。目前已发现了约 30 多种不同裂变方式,即有 60 多种裂变碎片,质量数大多分布在 72~158 之间。

核裂变反应可用下列核反应式来描述

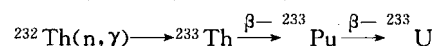


式中的 U 表示可裂变核;n 是中子;X₁ 及 X₂ 分别代表两个裂变碎片核;ν 表示每次裂变平均放出的次级中子数;E 代表每次裂变过程中所释放的能量。

可裂变核素一般都是质量数大的重核。目前最重要的可裂变核素为²³³U、²³⁵U、²³⁹Pu 及²³⁸U、²³²Th 等。当用任意能量的中子轰击时,都能引起原子核裂变的可裂变核素,称易裂变核素,上述前三种核素属于这一类。另一类,如²³⁸U,则只有用能量大于 1.1MeV 的中子去轰击时,才会产生裂变反应,称不易裂变核素。在自然界中²³⁵U 是唯一存在的易裂变核素,其在天然铀中的含量仅占 0.7%,其余占 99.3% 的都是不易裂变的²³⁸U。但某些基核在俘获中子后,经过放射性衰变会生成新的人工易裂变核素。例如,²³⁸U 俘获一个中子后,经两次 β 衰变,最终变成人工易裂变核素²³⁹Pu。其核反应过程为



又例如,²³²Th 俘获一个中子后,经两次 β 衰变,最终形成人工易裂变核素²³³U,其反应式为



根据爱因斯坦质能转换公式,可用下式算出每次核裂变所释出的能量:

$$E_R = 931 \Delta m \text{ (MeV)}$$

式中:Δm 是裂变前后核粒子质量总和之差,其单位为原子质量单位(即 amu),对²³⁵U、²³³U、²³⁹Pu 等易裂变元素,每次裂变释出的能量大约为 200MeV,其具体分配见表 1.1-4。

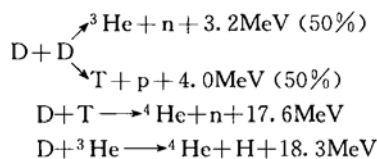
表 1.1-4 每次裂变释出能量分配

能量形式	能量 (MeV)	发射时间
裂变碎片动能	168	瞬发
裂变中子动能	5	瞬发
瞬发 γ 能量	7	瞬发
裂变产物 γ 衰变能量	7	缓发
裂变产物 β 衰变能量	8	缓发
中微子能量	12	缓发
总计	207	

在核反应堆中,裂变碎片动能占裂变能的80%,其射程非常短,在核燃料芯块内大约为0.0127mm,加上其他形式的能量,可以认为绝大部分(约97%)裂变能在核燃料内转换成热能。裂变能中还包括裂变产物衰变过程中释放的能量,这部分能量的释放有一段时延,约占4%~5%。一旦反应堆停止运行,裂变能中的大部分由于裂变反应终止而不再放出。但停堆前形成的裂变产物,仍处于衰变过程中,所放出的 β 和 γ 射线,其能量要在停堆后相当长一个时期内释放出来,因此反应堆在停堆后仍须进行冷却和屏蔽。

(2) 核聚变反应是指两个轻原子核结合成一个较重的原子核的核反应。由于轻原子核中核子的平均结合能比中等质量数原子核核子的平均结合能要小,轻核聚合成较重的原子核时将释放出能量。

通常我们指的核聚变反应是氘和氚在极高的温度下(约1亿K),通过核聚变,生成较重的原子核,同时释放出能量。对聚变能开发最有意义的是氘-氘反应和氘-氚反应,即



氘-氘反应产生一个中子或一个质子的概率各约50%。这一过程中释放出的能量称核聚变能。每消耗一个核能生产4.9MeV的能量,如果计及 $D-{}^3\text{He}$ 聚变,则为7.2MeV。单位质量核聚变反应所放出的能量三倍于核裂变反应所放出的能量。

正是基于核聚变的上述特性,国际上正在积极研究开发可控核聚变装置,以利用核聚变能生产电能,生产裂变燃料,并利用聚变堆高温包层生产载能工质氢。

2.2 反应堆物理

反应堆堆芯由一个一个栅格组成,对于压力容器式的反应堆,每个栅格由燃料组件、可燃毒物组件、部分栅格,还有控制棒组件、中子源组件等组成。在这些组件的空间充有作为慢化剂和冷却剂的水,形成反应堆内能进行链式反应的区域;对于压力管式的反应堆,每个栅格由燃料组件、压力管组成,在压力管内充有冷却剂,以带走链式反应所产生的裂变能,压力管外包围有慢化剂,例如重水堆为重水,石墨堆为石墨,所有栅格的集合构成堆芯,堆芯还有专门的控制棒管道,用以控制链式反应。

2.2.1 链式反应

在裂变反应过程中将放出新的次级中子。对于热中子反应堆,一次热中子轰击 ${}^{235}\text{U}$,平均放出2.43个次级中子;对快中子反应堆,一次快中子轰击 ${}^{239}\text{Pu}$,平均放出2.84个次级中子。用这些次级中子再去轰击下一个可裂变核 ${}^{235}\text{U}$ 或 ${}^{239}\text{Pu}$,则核裂变反应将持续下去,称链式反应。链式反应如果不依靠外界作用能持续下去,称自持链式反应,其条件是,当一个可裂变核吸收一个中子产生裂变后,新产生的裂变中子,平均至少要有有一个中子能再引起另一个可裂变的核裂变(见图1.1-1)。

但必须注意到,在核裂变过程中产生的中子并非完全都能再引起图1.1-1链式反应中的裂变反应。其中一部分中子在运动过程中与其他非裂变核(如结构材料)发生反应后,中子的能量和运动方向产生变化,称散射反应。散射反应又分为弹性散射和非弹性散射两类,弹性散射的结果是核的内

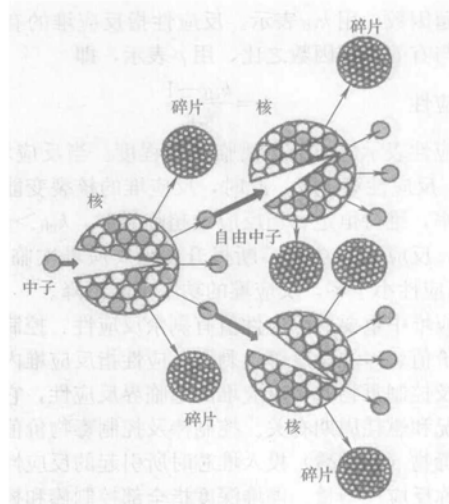


图 1.1-1 链式反应

能和成分并不改变,只是得到入射中子的一部分或全部动能;非弹性散射的结果是核的成分虽未变化,但入射中子的一部分动能转变为原子核的内能,使其处于激发状态,随后以 γ 辐射的形式放出,原子核重新回到基态。另一部分中子不可避免地会反应堆中泄漏损失掉。

对于热中子反应堆,引起链式反应的主要是热中子,但裂变时放出的次级中子都是平均能量为2MeV的快中子。因此,裂变中子在反应堆内一定要经过中子慢化过程,使能量高的裂变中子经与慢化剂原子核的散射作用,逐渐慢化到热能,称中子慢化。即使变成了热中子,在被可裂变核吸收前,热中子在反应堆内还经历由高密度向低密度的扩散过程,称中子扩散。在慢化和扩散过程中都存在泄漏损失。

中子在慢化和扩散过程中可能出现中子吸收,中子吸收包含辐射俘获(n, γ)、(n, α)、(n, p),以及裂变俘获几类。其中辐射俘获(n, γ)产生的同位素往往具有放射性,低能中子与中等质量核、重核作用时容易发生辐射俘获。(n, α)反应:某些吸收材料,例如 ${}^{10}\text{B}$,当中子在低能区时,具有很大的反应截面,可以作为热中子反应堆一种很好的控制材料;(n, p)反应:所产生的同位素,经衰变后放出 β 和 γ 射线,例如 ${}^{16}\text{O}$ 吸收中子后生成 ${}^{16}\text{N}$,半衰期为7.3s,是冷却剂水中放射性的主要来源。

2.2.2 反应堆临界

反应堆内,当中子的产生率和消失率之间保持严格的平衡,使链式反应得以恒定的速率持续地进行下去的工作状态,称反应堆临界。对于给定的几何布置与材料组成的堆芯,为达到临界所需的最小尺寸,称临界尺寸或临界大小,临界反应堆内的核燃料装载量,亦就是维持自持链式裂变反应所需的易裂变物质的最小质量称临界质量。一座反应堆的临界质量通常针对反应堆堆芯没有控制棒和化学补偿毒物时的情况。而实际反应堆都设有控制棒和化学补偿毒物,以控制反应堆的运行和补偿,由于中毒和燃料所引起的反应性变化。因此,反应堆核燃料的装载量必须大于临界质量。

描写反应堆临界状态另外两个术语:增殖因数,反应性。增殖因数指反应堆中新一代的中子数与产生它的直系上一代中子数之比,通常用符号 k 表示。在反应堆系统内中子主要由裂变反应产生,而消失有两种途径:反应堆内吸收和从反应堆表面泄漏出去。增殖因数又分为无限增殖因数和有效增殖因数。无限增殖因数系在假想的无限大增殖介质内的增殖因数,用 k_{∞} 表示。有效增殖因素系有限大反应堆系统

中的增殖因数, 用 k_{eff} 表示。反应性指反应堆的有效增殖因数减 1 与有效增殖因数之比, 用 ρ 表示, 即

$$\text{反应性} \quad \rho = \frac{k_{\text{eff}} - 1}{k_{\text{eff}}}$$

反应性表示反应堆偏离临界的程度。当反应堆临界时, $k_{\text{eff}} = 1$, 反应性等于零, 此时, 反应堆的核裂变能, 亦即反应堆功率, 维持恒定。当反应堆超临界时, $k_{\text{eff}} > 1$, 反应性大于零, 反应堆的功率不断提升。当反应堆次临界时, $k_{\text{eff}} < 1$, 反应性小于零, 反应堆的功率不断下降。

反应堆中重要的反应性值有剩余反应性、控制棒及控制毒物的价值、停堆深度等。剩余反应性指反应堆内没有任何控制棒及控制毒物时, 反应堆的超临界反应性, 它与反应堆运行工况和燃耗周期有关。控制棒及控制毒物价值指控制棒或控制毒物 (如硼酸) 投入堆芯时所引起的反应性变化绝对量, 亦称反应性当量。停堆深度指全部控制棒和控制毒物投入堆芯时达到的次临界度, 它等于全部控制棒和控制毒物的价值与剩余反应性之差, 它与运行工况及燃耗周期有关。

2.2.3 反应堆控制

通过控制反应性来控制堆芯的链式反应, 从而控制反应堆的运行。凡是能够有效地影响反应堆内反应性的任何装置、机构和过程都可以用作反应性的控制。总起来说有四种方式: 中子吸收法、改变中子慢化性能法、改变燃料含量法及中子泄漏法等。

中子吸收法利用堆芯中添加或移出控制毒物来改变堆内中子吸收。目前大多数核电厂反应堆上广泛采用的有: 可移动式控制棒、固体可燃毒燃物 (如 Gd_2O_3 等), 以及液体慢化剂或冷却剂中加入可溶性毒物 (如硼酸等)。

改变中子慢化性能法多数在重水—轻水混合反应堆中, 通过调节重水与轻水的比例, 来改变堆内中子能谱, 控制反应性。早期的重水堆亦由调节排管容器内重水慢化剂液位来进行控制。

改变燃料含量法指用燃料作控制棒或控制跟随体, 当移动控制棒时, 除改变堆内吸收体数量外, 还改变堆内燃料含量。

中子泄漏法利用移动反射层的方法, 改变堆内中子泄漏量, 从而控制反应性。

反应性的控制还用来补偿反应堆在运行过程中由于中毒、温度效应、燃耗等引起的反应性变化; 并通过合理地布置可控毒物 (如控制棒) 的空间布置, 使反应堆在整个寿期内堆芯保持较平坦的功率分布, 尽量减少功率峰值因子。

2.2.4 反应堆物理设计

根据选定核电厂的堆型、目标、参数及性能要求, 通过计算分析, 对堆芯进行设计。其任务是: ①确定堆芯的结构、燃料组件的形式及其 ^{235}U 的富集度; ②确定反应性控制方式、控制棒的选取及布置; ③燃料管理模式的确定, 以及换料周期 (如 12 个月、18 个月、24 个月) 及燃耗深度的确定。

反应堆物理计算主要通过中子的能量变量 (分群法) 和中子的空间变量 (中子输运方程) 来研究反应堆内大量中子与物质的相互作用, 及其所引起的中子慢化、扩散、吸收和增殖, 以及中子在物质中运动的规律。

反应堆物理计算内容主要包括反应堆临界、增殖因数、反应性及反应性控制、中子注量率分布及控制、燃耗及换料管理, 以及反应堆稳定性及安全性等。

反应堆建造完毕后, 进入调试的第一步就是物理启动, 物理启动时要对反应堆的物理性能进行测量, 确定各种物理

特性, 检验设计计算的各种数据, 包括临界硼浓度测量 (相当于临界质量的测量), 控制棒价值及其他控制毒物 (如硼酸) 价值测量, 各种反应性系数测量, 中子注量率分布 (径向、轴向) 测量等。

2.3 反应堆动力学

反应堆动力学研究反应堆内中子注量率随时间变化的规律和产生这些变化的物理机理。按动态过程的时间特征, 可将反应堆动态分为三类: 瞬变过程、慢瞬变过程、长期变化。

瞬变过程指反应堆启动、功率调节、反应堆停闭, 以及反应堆事故所引起的瞬变过程。慢瞬变过程指裂变产物引起的中毒、氙振荡等, 这些过程进行得较为缓慢, 往往长达小时、天的量级。长期变化指反应堆的燃耗、燃料的转换和增殖等, 这些变化十分缓慢, 往往是以月、年累积计算的。

2.3.1 反应堆动态方程

裂变反应放出的次级中子中的绝大部分 (99% 以上) 是在裂变的瞬间放出的, 通常这部分中子称瞬发中子。另外还有一小部分是在裂变碎片衰变过程中放出的, 称缓发中子。对于 ^{235}U 裂变, 缓发中子总数约占整个裂变次级中子总数的 0.65%, 它实际上是由几种不同裂变碎片的衰变所放出的, 现已测得这些缓发中子的先驱核大致可分为六组。表 1.1-5 给出了 ^{235}U 热中子裂变时缓发中子的六组数据。缓发中子 i 在全部裂变中子中所占的份额用 β_i 表示, 称缓发中子份额, 其半衰期为 T_i , 平均寿命为 l_i , 全部缓发中子总份额为 $\beta = \sum_i \beta_i$ 。

表 1.1-5 ^{235}U 热中子裂变时缓发中子

组	半衰期 T_i (s)	能量 (keV)	份额 β_i	平均寿命 l_i (s)
1	54.51	250	0.000 247	78.64
2	21.84	560	0.001 385	31.51
3	6.00	430	0.001 222	8.66
4	2.23	620	0.002 645	3.22
5	0.496	420	0.000 832	0.716
6	0.179	430	0.000 169	0.258

虽然缓发中子在裂变产生的次级中子总数中所占份额不大, 但它对反应堆动态过程却有着极其重要的影响, 也正是由于缓发中子的存在, 才能使核裂变的链式反应成为可控的。

反应堆动态方程, 或称中子动力学方程可以表达为

$$\frac{dN}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\Lambda} N + \sum_{i=1}^6 \lambda_i C_i + S$$

$$\frac{dC_i}{dt} = \frac{\beta_i}{\Lambda} N - \lambda_i C_i, i = 1 \sim 6$$

式中: N 为反应堆内中子密度, C_i 为第 i 组缓发中子先驱核浓度, β_i 为第 i 组缓发中子的份额, β 为缓发中子的总份额, λ_i 为第 i 组缓发中子先驱核的衰变常数, 它是缓发中子先驱核的平均寿命的倒数, S 为外中子源密度, Λ 为一代中子的平均寿命, ρ 为反应堆的反应性, 亦可以是引入的反应性扰动。

当引入的反应性扰动 ρ 大于 β 时, 称瞬发超临界, 此时反应堆的中子注量率将快速增加, 危及反应堆的安全。在设计反应堆时要保持所有可能引入的反应性扰动, 比起缓发中子的总份额要足够得小。

2.3.2 反应性系数

反应堆的参数变化,就会影响反应性。如果对某个给定的反应堆参数取导数,则得到该给定参数的反应性系数。反应堆参数的变化而产生的反应性效应形成一种反馈效应。反馈效应的正负影响反应堆的稳定性和安全。

常见的反应性系数有温度系数、空泡系数及功率系数等。

(1) 温度系数。

1) 燃料温度系数主要是由燃料核共振吸收的多普勒(Doppler)效应引起的,故又称多普勒反应性系数。燃料温度升高, ^{238}U 共振吸收峰展宽,导致中子的共振吸收增加,从而引起反应性的减少。燃料温度的变化对反应堆功率变化的响应是瞬时的,所以燃料温度效应对反应堆安全起着十分重要的作用。

2) 慢化剂温度系数主要是由慢化剂密度变化引起的。慢化剂的温度系数可正可负,视具体情况而定。当液体慢化剂中加入化学补偿毒物(如硼酸)时,当硼浓度超过一定含量时,出现正效应的可能性会有所增加。

(2) 空泡系数。

以液体作慢化剂和冷却剂的反应堆中,由于冷却剂的沸腾(含局部沸腾)产生的气泡占据了液体慢化剂的空间,导致慢化剂对中子吸收的减少、中子泄漏的增加,以及慢化能力的减弱和中子能谱硬化。总的净效应取决于反应堆的类型及其核特性。

表 1.1-6 给出典型反应堆的反应性系数。

表 1.1-6 典型反应堆的反应性系数

项 目	沸水堆	压水堆	重水堆	高温气冷堆	钠冷快堆
燃料温度系数($10^{-5}/\text{K}$)	-4~-1	-4~-1	-1~-2	-7	-0.1~-0.25
慢化剂温度系数($10^{-5}/\text{K}$)	-50~-8	-50~-8	-3~-7	+1.0	
空泡系数($10^{-5}/\%$ 功率)	-200~-100	0	0	0	-12~+20

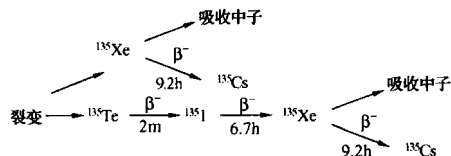
(3) 功率系数。

反应堆的功率变化时,堆内核燃料的温度、慢化剂的温度以及冷却剂中的空泡含量都会发生变化,从而引起反应性的总变化。在整个堆芯寿期中,要求它都是负的。

2.3.3 中毒效应

裂变产物中有些元素核,如 ^{135}Xe , ^{149}Sm , ^{151}Sm , ^{113}Cd , ^{155}Gd 和 ^{157}Gd 等,具有相当大的热中子吸收截面,其中 ^{135}Xe 和 ^{149}Sm 吸收热中子尤为强烈。在反应堆内,它们消耗堆内中子,对核裂变链式反应造成不利影响,故把这些中子吸收截面大的裂变产物视作“毒素”,反应堆在受到它们影响的过程,叫“中毒”。

在热中子反应堆中, ^{135}Xe 是引起裂变产物中毒最重要的一种同位素。它由两种途径生成:一是裂变直接产生;二是从裂变产物 ^{135}I 经 β 衰变而来,其反应式为



当反应堆启动后稳定功率运行时,碘和氙的浓度逐渐增加,经5~6个半衰期后(约50h),达平衡浓度。停堆或降

低功率时,由于 ^{135}I 衰变继续产生 ^{135}Xe ,此时 ^{135}Xe 通过吸收中子而消耗即骤然消失或减少,此时堆内 ^{135}Xe 的浓度继续增加,在5~7h后达到其最大值,这种现象在停堆时最为明显。

停堆后反应堆的反应性随时间的变化形成一低谷现象,称碘坑。在碘坑内,若剩余反应性小于零,则反应堆无法重新启动,只能等待剩余反应性爬出碘坑后再启动。这一现象在反应堆设计时,以及核电厂的运行操作上必须予以考虑,以免短期停堆后不能及时启动反应堆。

另外,在大型核电厂的设计中,还必须考虑氙致功率振荡的稳定性。由于氙的瞬态过程比较缓慢,振荡周期比较长,利用控制棒移动能有效地加以抑制。

2.3.4 核燃料的燃耗

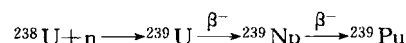
燃耗是反映反应堆内核燃料由于吸收中子产生核裂变反应,导致核燃料中易裂变核密度减少的过程。以 ^{235}U 为燃料,热功率1MW的反应堆运行一天,反应堆中有1.28g的 ^{235}U 被消耗掉,其中约1.08g的 ^{235}U 核发生核裂变,其余的 ^{235}U 核俘获中子而转换为 ^{236}U 。燃耗对反应堆堆芯寿期(堆芯能维持有效满功率运行的时间)、反应性控制和功率分布均有重要影响。在计算堆芯寿期,确定堆芯燃料装载量时,必须计及燃耗过程引起的反应性变化。在压水堆核电厂中,通常对堆芯寿期中三个特定情况,即寿期初(BOL)、寿期中(MOL)及寿期末(EOL),分别进行分析计算。

压水堆核电厂传统的换料策略是“由外而内”,将 ^{235}U 富集度约为3.1%的新燃料组件放在堆芯外区,同时把同等数量的处于堆芯内区的且燃耗最深的乏燃料组件卸出堆外。处于中间状态的燃料组件则向内区转移。每一换料循环周期一般在12个月左右,卸料平均燃耗约为33 000MW·d/tU。

随着核燃料技术的进步,高性能燃料组件已允许把卸料平均燃耗提高到55 000MW·d/tU至66 000MW·d/tU,使换料循环周期可延长到18个月到24个月。新的换料策略采用“由内而外”,这种策略减低了堆芯的中子泄漏,提高反应堆的有效增殖因数,有利于延长堆芯寿期,此外,还使反应堆压力容器所受的中子注量显著减少,有利于延长核电机组的寿命。

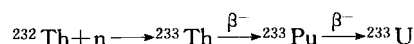
2.3.5 核燃料的转换和增殖

热中子反应堆内 ^{238}U 俘获中子后,经两次 β 蜕变,生成新的易裂变燃料 ^{239}Pu ,其反应式为



每消耗一个 ^{235}U 核所生成的 ^{239}Pu 核数称为转换比。一般压水堆的转换比为0.5~0.6,高温气冷堆的转换比可达0.8,快中子反应堆转换比可以明显地大于1。当转换比大于1时,新产生的易裂变核燃料大于核裂变消耗的易裂变核燃料,这一过程称增殖,相应的转换比亦称增殖比。

在以钍为增殖原料的热中子增殖堆(熔盐堆)上,钍俘获中子后,经两次 β 蜕变,生成新的易裂变燃料 ^{233}U ,其反应式为



对于大型的、以钍为核燃料的快中子反应堆,其增殖比可望达到1.2左右。对于以 ^{233}U 为核燃料的、铀-钍循环的热中子熔盐堆,其增殖比约为1.07。

2.4 反应堆热工水力

反应堆作为一种热源,其突出的特点是功率密度比常规的热力系统高得多,而且在反应堆停后继续有热量释放。反

应堆热工水力学的任务是确保在正常运行、停堆及各种动态工况下反应堆内核裂变产生的热能安全可靠地导出，并高效地利用。

2.4.1 反应堆释热

(1) 堆内部释热指在燃料组件、反射层、热屏蔽层、压力容器及控制棒等部件内的热量产生与分布。燃料组件内的发热主要是由裂变碎片的动能、 β 与 γ 射线的吸收而引起的。

通常用来表示堆芯燃料发热强度的参数有堆芯平均比功率和堆芯平均功率密度。堆芯平均比功率系单位千克燃料平均发出的热功率，通常用 kW/kg 做单位；堆芯平均功率密度系每单位体积所发出的功率，通常用 kW/L 做单位。表 1.1-7 给出几种类型反应堆的堆芯平均比功率和平均功率密度。

压力容器和热屏蔽层内的释热主要要由吸收 γ 射线而引起的。堆芯内 γ 射线有三种来源：即裂变时瞬发的 γ 射线，裂变产物衰变时放出的 γ 射线，以及中子俘获反应产物放出的 γ 射线。

(2) 堆芯剩余发热指反应堆停堆后堆芯内的释热。它由两部分组成，一是剩余裂变发热，二是衰变热。

停堆后，剩余中子继续引起核裂变，从而导致反应堆继续发热。

表 1.1-7 堆芯平均比功率和平均功率密度

堆 型	堆芯平均比功率 [kW/kg (燃料)]	堆芯平均功率密度 [kW/L (堆芯)]
水堆	10~46	8~10
高温气冷堆	50~100	2.5~14
钠冷快堆	100~700	400~900

衰变热包括裂变产物和中子俘获反应产物的放射性衰变所释放出来的热量。中子俘获反应产物的衰变热比较小，但衰减得比较慢。

2.4.2 反应堆传热

反应堆传热指燃料组件内产生的裂变能经下列过程传给冷却剂：

燃料芯体导热→燃料—包壳间间隙传热→包壳的导热→从包壳表面向冷却剂传热。

堆内热量交换一般存在三种机制，即热传导（导热）、热对流（对流换热）和热辐射。在已运行的多数反应堆系统中，堆内热交换主要以热传导和热对流两种方式进行。在高温气冷堆中，热量可借助热辐射方式从燃料元件传递到石墨慢化剂，然后再通过热对流方式将石墨中热量传送给反应堆冷却剂——氦气。

(1) 反应堆内导热的主要特点是：堆芯体积释热率高及其空间分布不均匀；堆材料物性（如热导率）在核辐射条件下的可变性；以及反应堆部件几何形状及其边界条件的复杂性。

燃料芯块温度场与其体积释热率分布、几何形状和边界条件等情况有关，正确分析燃料芯块中在各种工况下的温度公布对堆芯核设计和安全分析是至关重要的。

燃料芯块与包壳间均会有很窄的环形间隙，其间充有氦气。间隙热传导与芯块和包壳间接触的表面条件关系极大，加上由于燃料芯块肿胀和破碎，以及裂变气体释放，使该间隙热传导更复杂化了，因此在热工设计时多采用以实验数据为依据的半经验计算模型，其等效传热系数为 5.76kW/

(m²·℃)。

(2) 堆内换热指释热部件（燃料组件）与反应堆冷却剂之间的热交换。堆芯内换热方式基本上是对流换热。在对流换热情况下，从包壳外表面向冷却剂的换热，可用牛顿定律来描述，即

$$q = h(t_w - t_f)$$

式中： q 为热流密度； h 为换热系数； t_w 为燃料元件表面温度； t_f 为冷却剂整体温度。 h 值与通道的几何形状、流体的流速、温度、压力、热物理特性及表面热流密度等因素有关，一般由经验关系式求得。

冷却剂不发生相变（主要指沸腾）的换热过程，为单相换热，压水堆内的换热即属此类。冷却剂有相变的换热，为沸腾换热，例如在沸水堆中沸腾被用来降低工作压力和增强换热。

(3) 临界热流密度，指由泡核沸腾转变为膜态沸腾时的单位表面积、单位时间内所传出的热量。

在加热面上发生的沸腾可分为泡核沸腾和膜态沸腾。在发生沸腾时，蒸汽在加热面上的汽化核心处生成，并随着热量的吸收而逐渐长大，到一定尺寸后，在浮力和流体冲击的作用下，脱离加热面进入冷却剂主流。若冷却剂主流温度低于饱和温度，则汽泡因冷凝而缩小乃至消失，这种情况称欠热沸腾。若冷却剂主流温度已达饱和温度，则汽泡与主流中其他汽泡汇合、撞击；同时在热质交换过程中破裂或长大，并与液相流共同形成两相流动，这种沸腾称为饱和沸腾。不论是欠热沸腾还是饱和沸腾，由分散独立的汽化核心和汽泡组成的沸腾系统称泡核沸腾。

当加热面上汽泡生成的密度很大，以致汇集成片，形成汽膜，而这种汽膜将液相冷却剂与加热面成片地隔离时，这种沸腾称膜态沸腾。不论是欠热沸腾或饱和沸腾，都可能出现泡核沸腾或膜态沸腾。

由于泡核沸腾伴随着汽泡的运动，这就给液体，特别是边界层内的液体带来强烈的扰动，使得换热系数大大提高。但汽膜远比液相流体冷却能力差，当出现膜态沸腾时，加热面温度往往会急剧升高，传热恶化，甚至出现过热烧毁问题。

图 1.1-2 给出沸腾工况下热流与温压的关系。 a 点以下是液体自然对流工况； $a-b$ 是自然对流与泡核沸腾的混合工况； $b-c$ 是泡核沸腾工况； $c-d$ 是泡核沸腾与膜态沸腾的混合工况； $d-e$ 是膜态沸腾工况； $e-f$ 是膜态沸腾加辐射的工况。 c 点的热流密度（亦即 c' 点的热流密度）定义为临界热流密度。达到临界热流密度时，燃料包壳壁面温度急剧升高，可能造成燃料元件表面过热甚至烧毁。有时临界热流密度也被称作烧毁热流密度。在此热流密度下开始偏离泡核沸腾而向膜态沸腾过渡，故又称偏离泡核沸腾的热流密度。临界热流密度与实际（或设计）的热流密度之比称偏离泡核沸腾比（DNBR），亦称烧毁比。设计上应保证偏离泡

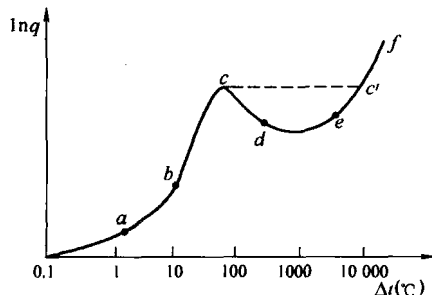


图 1.1-2 沸腾工况下热流与温压的关系

核沸腾比大于1。

(4) 堆内输热即冷却剂将堆内产生的热量传输出来的过程。冷却剂进入堆芯通道后,不断吸收堆内产生的热量,其温度或焓逐渐升高。由于沿冷却剂流向反应堆内各处的发热率各不相同,因此冷却剂各处的温(焓)升速度亦各不相同。在给定的发热率分布情况下,可以算出冷却剂温度(或焓)的分布曲线。在此曲线上叠加上由换热计算得出的燃料元件表面与冷却剂之间的温度差,即可得到燃料元件表面的温度分布曲线。再在此基础上叠加上由导热计算得出的燃料元件中心与其表面间的温度差,即可得到燃料元件轴向中心线上的温度分布。依此类推,可以求出反应堆内任何一点的温度。堆内输热计算实际上是确定反应堆内的温度分布。对于反应堆的安全性来讲,最重要的是确定燃料元件内的最高温度和燃料元件表面的最高温度,以检验它们的工作参数是否超过或过分接近其各自的允许值。

2.4.3 反应堆流体力学

反应堆流体力学主要包括反应堆中单相流和两相流的基本流动特性、流动压降、流量分配、流动不稳定性和临界流等内容。反应堆流体力学与反应堆传热有密切的关系,共同构成反应堆热工水力学。反应堆流体力学不仅研究绝热情况下的流体运动规律,还研究非绝热情况(传热情况)下的流体运动规律,如高热流密度下两相流的问题。

(1) 单相流指系统内只有一种物相的流动,是大部分反应堆(如压水堆、重水堆、高温气冷堆、钠冷快堆)中最常见的一种流动。可以根据流体雷诺数 Re 的大小将单相流分为层流和湍流。

(2) 两相流指系统内有两种物相同时存在的流动,它存在于沸水堆中。在垂直向上的加热通道中,通常可能出现泡状流、弹状流、环状流、滴状流四种流型。泡状流为连续液相中包含分散气泡的流动,常出现在低质量含汽率区。弹状流为小气泡聚合成尺寸接近通道直径、呈弹头状的汽泡流动,是一种不稳定的过渡流型,常出现在中等质量含汽率区。环状流为液相流沿通道壁呈环状膜形的连续流,而连续的汽相流则在管道中心部分流动,在液相中弥散着汽泡,在汽相中夹带着液滴,常出现在较高质量含汽率区。滴状流为分散细小的液滴在连续汽相流中流动,也称雾状流,常出现在高质量含汽率区。

汽、液两相处于热力学平衡状态时的两相流中蒸汽的质量流量份额,称平衡态质量含汽率 X_c 。流道截面中汽相流体所占总面积的份额称空泡份额,又称截面含汽率。其比质量含汽率的关系可表达为

$$\alpha = Xv_g/[Xv_g + (1-x)v_fS]$$

式中: v_g 、 v_f 分别是汽相流体、液相流体的比容; X 为质量含汽率; α 为空泡份额; S 是滑速比,即汽相流体与液相流体平均流速之比。在垂直向上的两相流中,由于蒸汽的密度小,在浮力的作用下其速度比液体的快,汽、液间产生了相对滑移,使滑速比大于1。

(3) 流动压降指流体流动过程中,流道内两个流通截面间流体静压的差,它包括沿程摩擦压降、重力压降、加速压降和局部阻压降。

(4) 临界流指流速达到声速时的流体流动。临界流的一个重要标志是管口处的流速不再随下游压力的降低而增加。临界流量决定了反应堆冷却剂系统破口事故的危险程度。

2.4.4 反应堆热工水力设计

反应堆热工水力设计的目标是给出一个优化的反应堆冷却系统,能有效地将堆芯内的热量安全而经济地传出。反应

堆热工水力设计的内容包括反应堆冷却剂类型的选择、堆内冷却方案及冷却剂流动方式的确定、堆内冷却剂流程及通道的设计和反应堆热工参数的选择和分析等。

为了确保反应堆的安全,明确规定了反应堆的热工水力设计准则,作为反应堆热工水力设计的依据及限制条件。就压水堆而言,这些准则表征为:堆芯任何位置上燃料元件表面均不允许发生偏离泡核沸腾现象;燃料芯块最高温度低于其熔点,未经辐照的二氧化铀熔点约为2800℃,随着燃料的加深,其熔点有所下降;不发生流动不稳定性,通常限制堆芯热通道出口处两相流的空泡份额,防止流动不稳定性。

在反应堆热工水力稳态分析中,除针对平均通道(具有平均热流密度、平均冷却剂流量)和热通道(具有最大焓升的燃料冷却剂通道)外,还考虑热通道因子,用 F_q 和 $F_{\Delta H}$ 来表示,分别代表热流密度因子和冷却剂焓升因子。热流密度因子系堆芯最大热流密度与平均热流密度的比值,它是热流密度因子与工程热流密度因子的乘积,约为2.35。用同样的方式表示冷却剂焓升因子,约为1.55。

2.5 核电厂的核岛

核岛系核蒸汽生产的系统、设备和厂房的总称。它包括核蒸汽供应系统、核辅助系统、专设安全设施,以及其他核岛的配套设施。

核蒸汽供应系统指核电厂中汽轮机进汽阀之前的部分,一般为反应堆本体、一次冷却剂系统,以及支持一次冷却剂系统正常运行和保证反应堆安全的主要核辅助系统的总称。

2.6 核电厂的常规岛

常规岛系将核蒸汽转换为电能的系统、设备和厂房的总称。在具有两个以上回路的核电厂中,将蒸汽循环系统称为二回路系统。它包括汽轮发电机组、蒸汽系统、凝结水及给水系统、发电系统,以及循环冷却水系统等。

2.6.1 核汽轮机

核汽轮机通常指用于水冷堆(如压水堆、沸水堆、重水堆)核电厂的饱和蒸汽汽轮机,其新蒸汽为含微量水分的饱和蒸汽。新蒸汽压力5~7MPa、湿度0.4%~0.5%,对压水堆核电厂来说,一般小于0.25%。核汽轮机可用比焓降仅为常规高温高压火电机组(压力16~17MPa,温度500~550℃)的60%左右,故核汽轮机新蒸汽的质量流量为同功率常规火电机组的170%~190%,体积流量为常规火电机组的250%~350%,排汽体积流量为火电机组的165%~175%。

高压缸和低压缸之间设置汽水分离再热器,作为机外去湿装置,使进入低压缸的蒸汽具有一定的过热度。此外,核汽轮机还采用相应去湿措施。

2.6.2 二回路系统

较常规火电厂汽水系统,二回路系统具有如下特点:

- (1) 设置主蒸汽隔离阀,要求能快速关闭,关闭时间不超过5s。
- (2) 设置蒸汽旁路排放系统,用以平衡反应堆与汽轮机之间的瞬态功率差。最大的旁排能力达到85%。
- (3) 设置凝结水净化系统,以保持进入蒸汽发生器的水质。
- (4) 设有蒸汽泄漏收集系统及凝汽器抽气收集系统,经放射性检测后,通过烟囱排放。

2.7 电厂配套设施

主要指核电厂运行的支持性设施,如水厂、无离子水制

备、气体制备和供应（如压缩空气及其他工艺用气）、废物处理和储存、实体保卫及应急控制中心，以及化验室和环境监察站等。

3 反应堆类型

根据引发核裂变的中子能谱的能量，反应堆可分为热中子反应堆和快中子反应堆两大类。热中子反应堆又可根据冷却剂和慢化剂的种类分成轻水堆、重水堆、石墨气冷堆和石墨水冷堆。其中轻水堆又可分成压水堆和沸水堆两类，压水堆经蒸汽发生器产生核蒸汽，沸水堆则直接在反应堆内产生核蒸汽。

表 1.1-8 给出了 2005 年全世界商业运行核电站的数量统计。可以看到 61% 的核电站采用压水堆，其次是沸水堆占 21%，CANDU 型重水堆占 9.1%，气冷堆（包括 Magnox 和 AGR）早期主要在英国建设，20 世纪 70 年代后期已不再兴建，轻水石墨堆主要在苏联建设，切尔诺贝利事故以后，停止兴建。快中子堆尚在开发过程中。

表 1.1-8 商业运行的核电站

反应堆类型	主要国家	数量	GWe	燃料	冷却剂	慢化剂
压水堆 (PWR)	美国、法国、日本、俄罗斯	268	249	浓缩 UO_2	水	水
沸水堆 (BWR)	美国、日本、瑞典	94	85	浓缩 UO_2	水	水
气冷堆 (Magnox 和 AGR)	英国	23	12	天然铀(金属)浓缩 UO_2	CO_2	石墨
压力管式重水堆 (CANDU PHWR)	加拿大	40	22	天然 UO_2	重水	重水
轻水石墨堆	俄罗斯	12	12	浓缩 UO_2	水	石墨
快中子堆 (FBR)	日本、法国、俄罗斯	4	1	PuO_2 和 UO_2	液态钠	无
总计		441	381			

3.1 压水堆

压水堆最初是美国西屋公司为军用舰船设计的，第一个商用压水堆核电站 1957 年在美国建成，电功率 60MWe，称希平港 (Shipping port) 压水堆核电站。1961 年美国西屋 (Westing house) 公司建成电功率 175MWe 的杨基·罗 (Yankee Rowe) 压水堆核电站。20 世纪 60 年代末到 70 年代初，陆续建造了一大批压水堆核电站，单堆功率达 1200 MWe，除西屋公司外，还有美国燃烧工程公司 (C. E.)，巴布科克及威尔科克公司 (B&W)，都开发压水堆核电站。西欧各国和日本均从美国西屋公司引进技术，开发压水堆核电站，包括法国的法马通公司 (Framatom)，德国的西门子 KWU 公司，以及日本的三菱公司。

美国燃烧工程公司研制的系统 80 和系统 80⁺，以两环路为基础，最大的单堆发电功率达到 1350MWe。20 世纪 80 年代韩国引进该公司技术，开发韩国标准压水堆核电站 (KSNP)，韩国正在研发新一代的压水堆核电站 APR-1400。

B&W 公司还采用了立式直管（管外）直流蒸汽发生器，产生微过热蒸汽，使核电站的效率提高 1.5% 左右。三哩岛 (Three Mile Island) 核电站发生事故后，停止兴建。

压水堆核电站有三个独立的冷却系统，见图 1.1-3。其中一次冷却系统，又称反应堆冷却剂系统或一回路主系统，导出反应堆中核裂变所产生的能量，在蒸汽发生器中产生蒸汽；通过二回路系统（或称二次冷却剂循环系统）将蒸汽送到汽轮机入口，驱动汽轮发电机发电，汽轮机排出的余汽，经凝汽器由第三个冷却系统——循环冷却水系统带走。在正常运行时，其中仅反应堆冷却剂系统带有放射性。

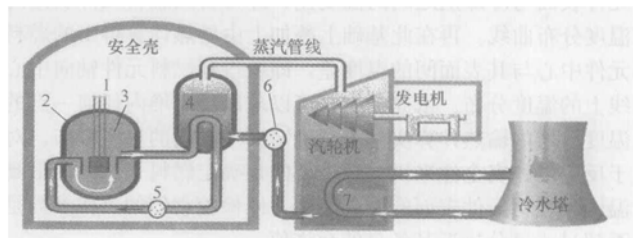


图 1.1-3 冷却系统

1—控制棒；2—压力容器；3—反应堆；4—蒸汽发生器；5—冷却剂泵；6—给水泵；7—凝汽器

西屋型的反应堆系统可以由两个、三个或四个环路组成，每个环路内设置一台蒸汽发生器（见图 1.1-4）、一台主冷却剂泵（见图 1.1-5），分别与反应堆压力容器（见图 1.1-6）的出口和进口管嘴相连接，在一个环路上设有稳压器，以维持反应堆冷却剂系统的压力。

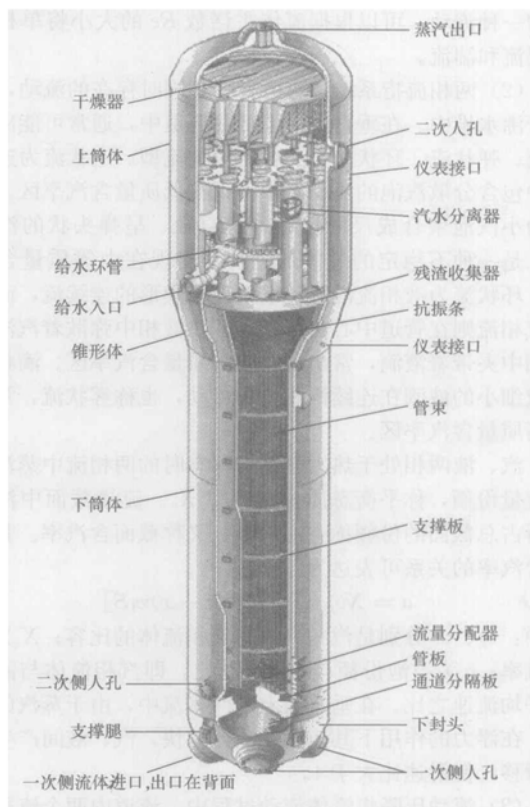


图 1.1-4 蒸汽发生器

压水堆的燃料组件由排列成 17×17 （或 14×14 ， 16×16 ）的燃料棒组成。每个燃料棒由锆包壳和 UO_2 的燃料芯块组成，两头用端塞封焊，芯块用弹簧压紧，包壳内部充以氦气，燃料组件上部和下部设有上管座和下管座，中间设有若干个燃料定位格架。控制棒由 16~20 根棒组成，固定在一个带有 16 个径向翼的星形架上。控制棒的中子吸收体材料为 80%Ag-15%In-5%Cd 合金。

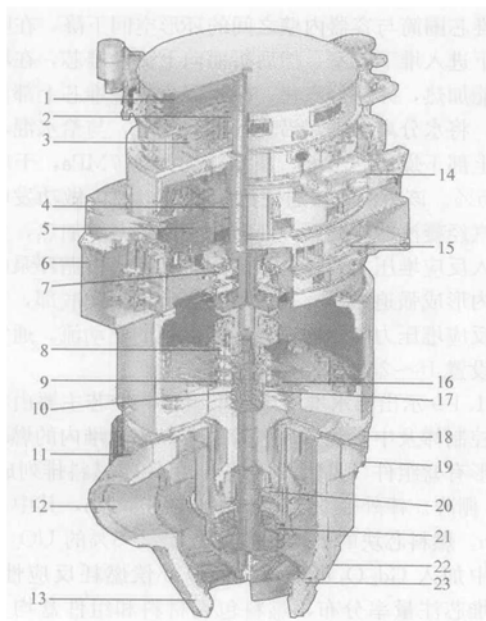


图 1.1-5 主冷却剂泵

1—飞轮；2—上部径向轴承；3—推力轴承；4—电机轴；5—电机定子；6—主导线盒；7—下部径向轴承；8—3号密封水出口；9—2号密封水出口；10—轴；11—冷却水入口；12—泵出口；13—泵入口；14—推力轴承顶轴油泵及电机；15—电机机组；16—机械密封室；17—1号密封水出口；18—主连接轴；19—冷却水出口；20—径向轴承组件；21—热屏及热交换器；22—泵壳；23—叶轮

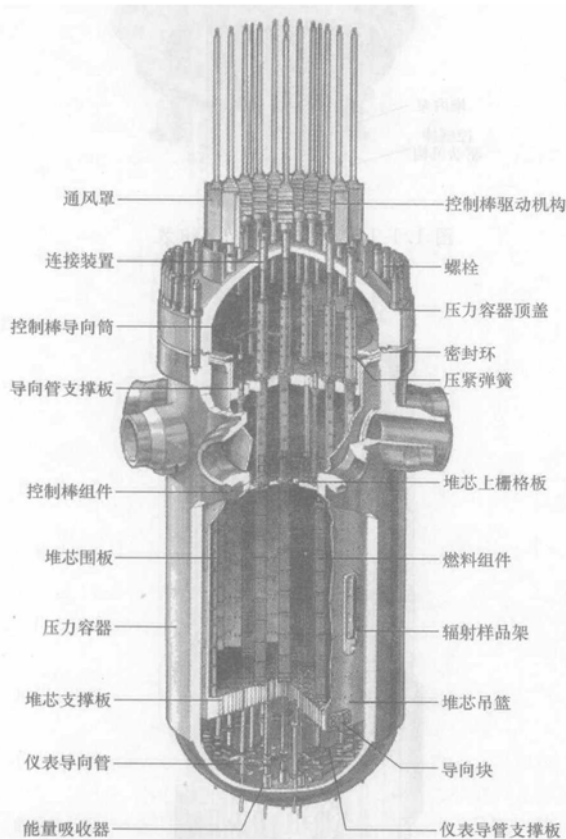


图 1.1-6 反应堆压力容器

蒸汽发生器由筒体、传热管束、汽水分离装置组成。筒体由两段不同直径的圆筒组成，一个锥形的筒将它们连接。上筒体内装有汽水分离装置和给水管组件，主蒸汽出口接管位于顶部中央。下筒体直径较小，装有传热管束及有关部件，其下端与管板连接。下封头为反应堆冷却剂的进出口。二次侧产生的蒸汽先经上筒体的旋流分离器，由离心力将水滴排出；然后经蒸汽干燥器进一步分离水分。经二级分离后，出口蒸汽干度可提高到 99.75% 以上。

主冷却剂泵通常为立式、单级、离心式水泵，由交流感应电动机驱动。大致可以分为两类，即以美国西屋公司为代表的三轴承泵和以德国 KSB 公司为代表的五轴承泵。三轴承泵中主推力轴承与上部导轴承合为一体，布置在电动机上部，电动机下部也有一导轴承，另一水润滑石墨导轴承位于泵壳内叶轮上方。五轴承泵中电动机两端和推力轴承两侧各有一油润滑导轴承，另一个水润滑石墨导轴承位于泵壳内叶轮上方，推力轴承与电动机轴和传动轴用鼓形齿联轴器连接。主冷却剂的主要部件包括轴密封、飞轮、推力轴承、叶轮和导叶轮、转轴和电动机等。轴密封是主泵最关键的部件，目前常用型式为控制泄漏、非接触式机械密封，其基本原理是在动环和静环两个端面之间引入密封介质，形成一层几微米厚的液膜，起润滑和冷却作用。飞轮用以增加主冷却剂泵的惯量，延长惰走时间，通常要求在 30s 内流量不小于 50%。推力轴承用以承担上、下推力，采用双向推力轴承；启动或停泵时，由顶轴油泵将油注入推力轴瓦，防止干摩擦。电动机应有防逆转机构及卡转子保护。

稳压器底部设有电加热器，顶部设有喷淋装置，用以控制稳压器的压力。

标准的西屋型压水堆核电站按 30 万 kW 一个环路进行设计，也就是说 60 万 kW 级的核电站采用两个环路，100 万 kW 级的核电站采用三个环路，120~150 万 kW 级的核电站采用四个环路。其优点是除压力容器和堆内构件外，核蒸汽供应系统的设备基本上可标准化。

俄罗斯压水堆核电站有其独特之处，自 1964 年建成功率 27.6MW 的新沃龙涅兹 (Novo Voronezh) 原型压水堆核电站后，俄罗斯共有两个型号的压水堆核电站，即 6 环路的 VVER-440 和 4 环路的 VVER-1000，见图 1.1-7。

俄罗斯采用卧式蒸汽发生器，管束为横布置，反应堆冷却剂经两个集流管进出，蒸汽从顶部导出，经蒸汽集流管进入主蒸汽管道。表 1.1-9 给出不同容量压水堆核电站的主要参数。

近年来国际上相继开发新一代的先进压水堆核电站，其

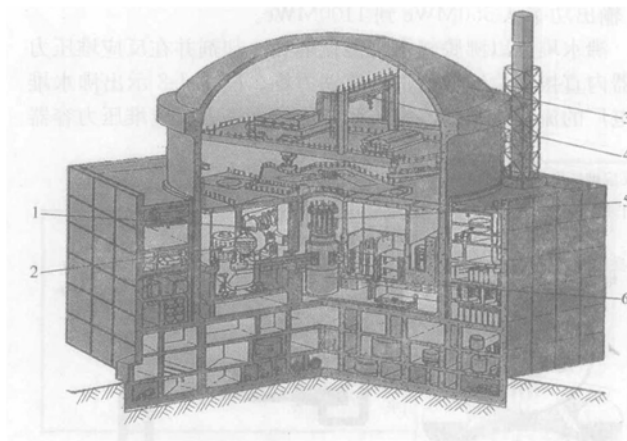


图 1.1-7 VVER-1000

1—卧式蒸汽发生器；2—反应堆冷却剂泵；3—安全壳；4—环吊；5—控制棒驱动机构；6—反应堆容器

主要类型有四种：以美国西屋公司为代表的，采用非能动安全系统的 AP-600 和 AP-1000；以欧洲为代表的欧洲压水堆核电站 EPR；日本三菱公司开发的先进压水堆核电站 APWR 及 APWR⁺ (USAPWR)；以及韩国在系统 80⁺ 基础上开发的 APR-1400。

表 1.1-9 不同容量压水堆核电站主要参数

参数名称	单位	法国 CPY	法国 P4	系统 80	俄罗斯 VVER	美国 M412	秦山第二核电站
电功率	MWe	966	1348	1382	1000	1248	689
热功率	MWth	2785	3817	3800	3000	3411	1930
环路数		3	4	2	4	4	2
每环路冷却剂流量	t/h	17 550	16 420	25 288	16 000	17 350	24 000
运行压力	MPa	15.5	15.5	15.5	15.7	15.5	15.5
冷却剂进口温度	℃	287.5	293	296	289.7	287.5	293.8
冷却剂出口温度	℃	325	328.4	328	320	325	327.2
蒸汽压力	MPa	5.8	6.8	7.03	6.0	6.1	6.66
蒸汽温度	℃	278	285.3	285	274.3	278	282
平均功率密度	kW/L	105	103.9	95.6	108	105	94.3
燃料棒线功率	kW/m	17.8	17.5	18.14		17.8	16.1
燃料装量	t	63.9	78.6	116	76	89	55.8
²³⁵ U 富集度	%	3.2	3.16	3.2	4.4	3.2	3.4
组件数		157	193	241	161	193	121
设计燃料	MWd/t U	35 000	33 000	45 000	40 000	45 000	32 000

3.2 沸水堆

沸水堆最初由美国通用电气公司 (GE) 设计，第一个商用沸水堆核电站建在美国加利福尼亚州洪保德湾 (Humboldt Bay)。然后，ASEA-ATOM，德国西门子 KWU 公司，日本日立、东芝公司相继建造了这类核电站。通用电气公司前后设计了六种型号的沸水堆核电站，从 BWR-1 到 BWR-6，输出功率从 550MWe 到 1100MWe。

沸水堆是以沸腾轻水为慢化剂和冷却剂并在反应堆压力容器内直接产生饱和蒸汽的核动力堆。图 1.1-8 示出沸水堆核电站的流程，来自汽轮机系统的给水进入反应堆压力容器

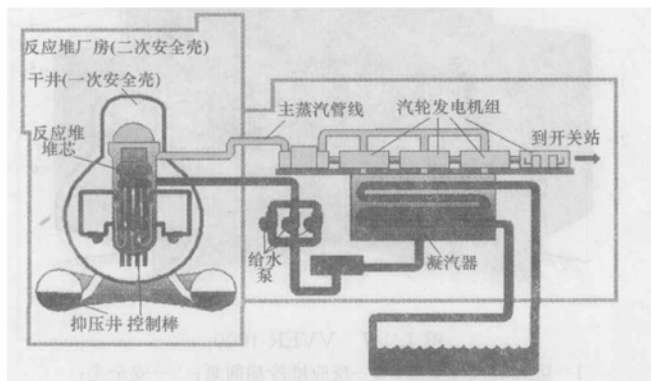


图 1.1-8 沸水堆系统

后，沿堆芯围筒与容器内壁之间的环形空间下降，在喷射泵的作用下进入堆下腔室，然后折而向上流经堆芯，在堆芯吸收裂变能加热，并部分汽化。汽水混合物在堆芯上部汽水分离器内，将水分离出来，沿环形空间下降，与给水混合；蒸汽则经上部干燥器后出堆，蒸汽压力约为 7MPa，干度不小于 99.75%。该蒸汽直接通往汽轮发电机组，做功发电；汽轮机乏汽经凝汽器冷凝后，经净化、回热系统加热，再由给水泵送入反应堆压力容器，形成闭合循环。再循环泵的作用是使堆内形成强迫循环，其进水取自环形空间底部，升压后再送入反应堆压力容器内，成为喷射泵的驱动流。通常在沸水堆内设置 16~24 台喷射泵。

图 1.1-9 示出沸水堆的反应堆组装。堆芯主要由核燃料组件、控制棒及中子测量装置等组成。沸水堆内的燃料组件为正方形有盒组件 (见图 1.1-10)，组件内燃料排列成 7×7 或 8×8 栅阵。棒外径约 12.3mm，高约 4.1m，其中活性段约 3.8m。燃料芯块的平均富集度为 2%~3% 的 UO₂，在若干芯块中加入 Gd₂O₃ 可燃毒物，以补偿燃耗反应性亏损，并展平堆芯注量率分布，燃料包壳材料和组件盒均为 Zr-4 合金。堆芯总的燃料组件数约为 800 个。

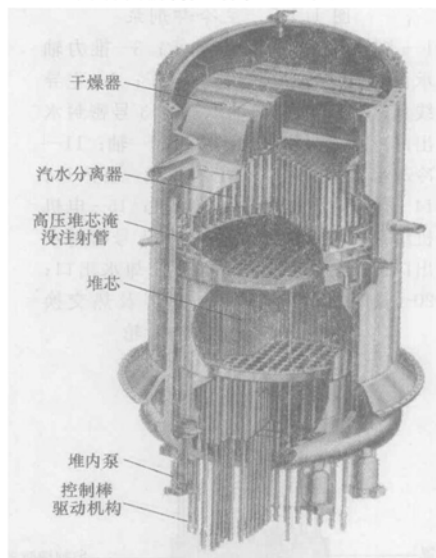


图 1.1-9 沸水堆反应堆组装

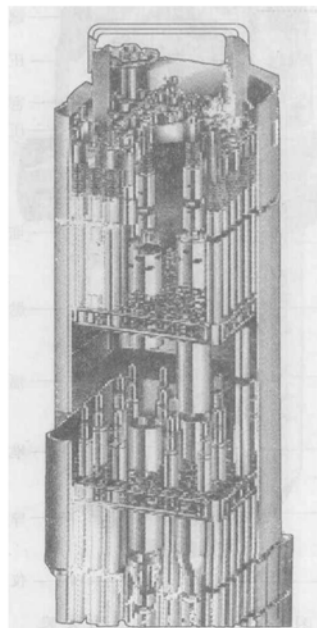


图 1.1-10 沸水堆的燃料组件

沸水堆的控制棒是十字形，插在四个方盒组件之间，中子吸收材料为碳化硼粉末，装在细的不锈钢管内，每根控制棒内装有几十支含碳化硼的不锈钢管。沸水堆的控制棒从堆底部插入，其原因系堆芯上部装有汽水分离器和干燥器，此外上部堆芯蒸汽含量较多，慢化不足，热中子注量分布不均，影响控制棒的反应性当量。由于控制棒不能靠重力插入堆芯，因此沸水堆内控制棒驱动机构必须非常可靠，通常采用液压驱动，也有机械/液压或电气/液压驱动。

快速紧急停堆用液压驱动，并配备有单独的蓄压器。

沸水堆的功率调节除用控制棒外，还可用改变再循环流量来实现。提高再循环流量，汽泡带出率就提高，堆芯空泡减少，由于空泡效应的作用，反应性增高，功率上升，汽泡增多，直至达到新的平衡。反之，减少再循环流量，汽泡带出率降低，堆芯空泡增多，反应性降低，功率下降汽泡减少，直至新的平衡。这种调节方式可使功率变化至25%额定功率，而不需控制棒的任何动作。

沸水堆蒸汽直接在反应堆内产生，不可避免地要挟带放射性，水中 ^{16}O 经快中子(n,p)反应所产生的 ^{16}N ，有很强的 γ 辐射，因此汽轮机系统正常运行时带有强放射性，运行人员不能接近，机组需要有适当的屏蔽。由于 ^{16}N 的半衰期仅7.13s，停机后不久可完全衰变，不影响设备的检修。

应急堆芯冷却系统是沸水堆安全保护系统之一，用于在堆芯失水时直接向堆内注入冷却水，以防止堆芯熔化。它有四个子系统：自动卸压系统，由若干安全卸压阀和大容量抑压水池组成；高压堆芯喷淋系统，通过喷淋环管，直接向堆芯喷淋注水，先从冷凝水箱取水，然后从抑压水池取水；低

压堆芯喷淋系统，也通过环管向堆芯直接喷淋注水，防止堆芯裸露，系统从抑压水池取水；低压冷却剂注水系统，用于向反应堆环形空间注水，使堆芯浸没而不裸露。由于沸水堆冷却剂自然循环能力比压水堆大好几倍，在低功率时，只要堆芯被水淹没，燃料元件烧毁的可能性很小。在沸水堆中水位保护是一项重要的保护，高水位保护防止水进入汽轮机，低水位保护，防止堆芯裸露。

沸水堆厂房的特点是在安全壳内设一干井，反应堆即安装在此干井内。干井的作用是：承受失水事故时的瞬态压力，并通过排汽管将汽水混合物导入抑压水池；提供生物屏蔽，使运行维护人员能进入安全壳内干井以外地区；对失水事故时可能发生的管子甩击、水流冲击和飞射物提供防护，以保护安全壳。干井顶部有一钢制密封顶，可拆卸，以便进行换料检修，干井的最大设计压力为0.274MPa。沸水堆的安全壳经过三个发展阶段，从Mark-I、Mark-II到Mark-III。安全壳最大设计压力为0.205MPa。

表1.1-10列出从BWR-1到BWR-6的典型沸水堆核电厂参数表。BWR-1以德累斯顿I为代表，1960年投入运行，功率200MWe，采用堆外汽水分离，仍保留蒸汽发生器；BWR-2首次采用直接循环，取消蒸汽发生器，并开始采用流量功率调节和堆内中子注量率监测；BWR-3首次采用堆内喷射泵及再循环流量功率调节；BWR-4功率首次突破1000MWe；BWR-5开始采用高压堆芯喷淋系统；BWR-6燃料组件从 7×7 改为 8×8 ，安全壳采用Mark-III。

20世纪80年代开始，美国通用电气公司开始与日本东芝和日立公司合作，开发先进沸水堆（ABWR）核电厂。

表 1.1-10

典型沸水堆核电厂参数

电厂名称	BWR-1 德累斯顿-I	BWR-2 奥斯特克萊格	BWR-3 德累斯顿-II	BWR-4 布朗费里	BWR-5	BWR-6
电功率 (MWe)	210	670	809	1098	1100	1100
热功率 (MW)	680	1930	2530	3300	3293	3292
燃料装量 (t)	57.6	124	138	167	163.8	132
燃料组件数	464	560	724	764	840	764
燃料棒直径 (mm)		14.5	14	14		10.3
排列	5×5	6×6	7×7	7×7	7×7	8×8
平均功率密度 (kW/L)	31.2	33.6	41.1	50.7		52
燃耗深度 (MWd/tU)	12 000	15 000	19 000	19 000		39 000
安全壳型式	钢		预应力	预应力	预应力	Mark-III
冷却剂压力 (MPa)	6.96	6.96	6.86	6.76	7.03	7.16
入口温度 (°C)	263	273			215.5	215.5
出口温度 (°C)	268	286	302	饱和		286
环路数	4	5	2		2	2
循环形式	双循环	直接循环	直接循环	直接循环	直接循环	内置式直接循环
控制棒数		137	177	185	185	185

3.3 重水堆

重水堆是以重水作慢化剂的反应堆。重水的中子吸收截面小，慢化性能好，中子利用率高，故重水堆可直接利用天然铀作核燃料。

重水堆可以用重水或轻水作冷却剂，以轻水作冷却的有日本普贤核电厂（165MWe），以重水作冷却剂的又分为压力容器式的和压力管式的，压力容器式的有阿根廷的阿图查（Atucha 1、2号，功率335MWe，692MWe）重水堆核电厂。但这两类堆型没有得到进一步的发展。

加拿大开发和建造的坎度（CANDU）型重水堆核电

厂，以重水作为慢化剂和冷却剂，反应堆采用压力管式的排管容器，燃料通道（冷却剂管道）横向布置，控制棒通道竖向布置，并采用不停堆换料，是当前世界上技术比较成熟的核电厂堆型之一。

CANDU型重水堆发展经历了三个阶段：随着1971年首座CANDU重水堆皮克林1号（Pickering 1）机组建成后，20世纪70年代共建设了4座核电厂，电功率515MWe，奠定了商用重水堆核电厂的基础，70年代末至80年代初续建了四座布鲁斯A（Bruce A）核电厂，电功率848MWe。吸取了第一阶段的经验反馈，作了一系列改进，诸如取消慢化重水排放罐，增加液体毒物停堆系统，改进屏

蔽, 增加设备容量等。80 年代中至 90 年代初, 经过不断改进完善和采用先进技术, 推出了以根蒂莱 (Gentily-2, 638MWe) 为代表的 CANDU-600, 以及以布鲁斯 B (Bruce B, 860MWe) 为代表的 CANDU-900 核电厂。CANDU-6 又在 CANDU-600 上做进一步改进, 韩国月城、罗马尼亚切尔纳沃达、中国秦山三期均采用这种堆型, 其主要参数见表 1.1-11。CANDU-6 型堆有一直径 7.6m、长约 8m 的不锈钢圆柱形排管容器组件 (见图 1.1-11), 内盛重水慢化剂, 容器两端为端屏蔽, 在其管板上布置有 380 根燃料通道, 燃料组件装入燃料通道的压力管中, 反应堆冷却剂经压力管流过堆芯, 导出燃料组件产生的裂变能。反应性控制装置的导向管垂直贯穿于排管容器, 在排管之间穿过, 直到排管容器对面的外壳内壁上的定位器内锁定, 控制装置的重锤由焊在排管容器外壳管嘴上的不锈钢筒支承。

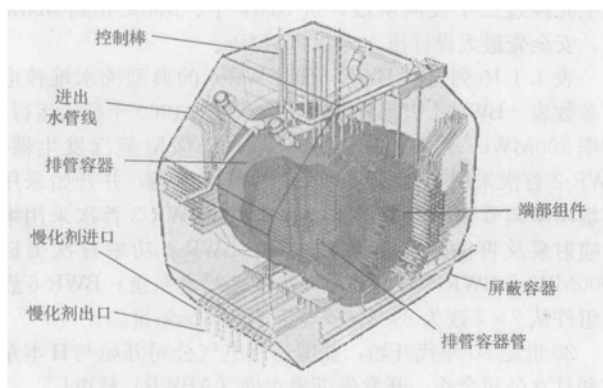


图 1.1-11 反应堆组件

燃料通道由一根压力管和两个端部组件组成。压力管由锆-2.5 钒合金制成, 具有低中子吸收截面和高强度, 有良好的抗腐蚀和抗辐照性能。由于压力管工作在高温、高压和高辐照的工作环境, 设计寿命为 25 年。端部组件系压力管在堆芯外的延伸部分, 两端各延伸到端屏蔽外, 材料为不锈钢, 与压力管采用机械胀管连接。每个端部组件内有一个衬管, 冷却剂由供水管进入端部组件, 在衬管和端部组件间的环形区流动, 经衬管端部的孔进入压力管。衬管内装有屏蔽塞, 端部组件头部装有密封塞, 在装换料时与换料机的机头连接。焊在端屏蔽栅格管处的波纹管将燃料通道与排管之间形成的环隙加以密封, 并具有挠性, 以适应热膨胀和蠕变引起的移动。

表 1.1-11 秦山第三核电厂 (CANDU-6) 主要参数

环路数目	2
设计输出功率: 热功率 (MW)	2158.5
电功率 (MWe)	728
设计寿期 (年)	40
平均燃耗 (MWd/tU)	7154
比热功率 (kW/kgU)	24.6
冷却剂运行压力 (进口母管) (MPa)	11.0
冷却剂温度: 进口母管 (°C)	266
出口母管 (°C)	310
冷却剂总流量 (t/h)	2770
重水总装量 (冷却剂和慢化剂) (t)	467
重水补充量 (t/年)	4.7
蒸汽压力 (MPa)	4.51
蒸汽总流量 (t/h)	3720
给水温度 (°C)	187

排管由中子吸收截面小和抗腐蚀性好的锆-2 合金制成, 排管在容器内按正方形排列, 贯穿整个容器。排管端部与不锈钢插套一起用胀接和排管容器管板连接。燃料通道组件插入排管中, 借助四个弹簧定位圈将压力管定位于排管中心。排管与压力管之间的环形气隙充以氦, 以减少冷却热量损失。

排管容器板由奥氏体不锈钢制成。两块管板分别焊在排管容器外壳的两端。整个排管容器组件通过两个端部屏蔽被整体支承在排管容器室 (即堆腔室) 的端墙上。排管容器室和两个端部屏蔽充有来自屏蔽冷却系统的轻水, 使结构得到冷却并提供生物屏蔽, 以便在停堆时允许人员进入换料机室。

CANDU-6 的反应堆冷却剂回路由两个环路组成, 各与 190 个燃料通道相连接。每个环路由两台蒸汽发生器、两台主循环重水泵、两个反应堆进口集管、两个反应堆出口集管组成, 在燃料通道的两侧构成一个“8”字形串接环路系统 (见图 1.1-12)。两条环路共用一个稳压器, 稳压器和系统之间有阀门连接。正常工况时, 阀门常开; 当系统压力降到某一限值或功率降到满功率的 5% 时, 稳压器与冷却剂回路系统隔离。重水冷却剂流经蒸汽发生器 U 型管的管侧, 将从堆芯带出的热量, 加热蒸汽发生器二次侧 (壳侧) 的轻水, 使其变成蒸汽。经主蒸汽管道汇集后, 送往常规岛, 驱动汽轮发电机组发电。CANDU-6 重水慢化系统的主要功能有: 将高能中子慢化为热中子; 排出排管容器内由于中子慢化等产生的热量; 利用添加硼酸或硝酸钆溶液来控制反应性; 在失水事故并应急堆芯冷却失效时, 作为反应堆的一个热阱。慢化剂系统由两台 100% 容量的慢化剂泵 (一台工作, 一台备用)、两台 50% 容量的热交换器组成。冷的慢化剂经过排管容器两侧的两组管嘴进入排管容器, 而被加热的慢化剂通过排管容器底部的管嘴流出。排管容器慢化剂的顶部覆以氦气, 用于隔离空气, 减少氧气进入慢化剂, 降低系统的腐蚀。慢化剂辐照生成的氦和氧将扩散到覆盖气体中, 当氦浓度增高时, 通过氦气系统扫除, 并将氦、氧在复合器中合成重水, 然后再返回重水高位水箱中去。

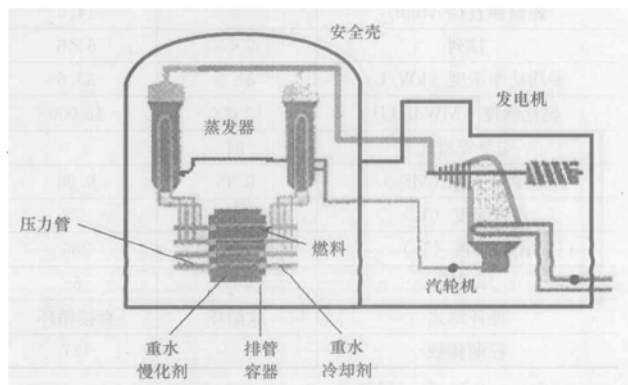


图 1.1-12 CANDU 系统

图 1.1-13 示出 CANDU-6 的燃料棒束, 它由天然 UO_2 芯块、锆包壳、石墨中间层、端塞、隔离块、支承垫和端板七个部分组成。芯块尺寸为 $\phi 12.15 \times 17.7\text{mm}$, 端面为碟形, 包壳管采用 Zr-4 合金, 内侧涂以石墨, 厚度不小于 $3\mu\text{m}$; 外侧点焊隔离块和支承垫。燃料棒内充氦, 两端用端塞密封。37 根为一束, 两端用接触点焊机与端板焊接在一起。每个燃料组件长 0.5m, 直径 10cm, 重约 24kg。

CANDU-6 有下列反应性控制装置: 调节棒装置共 21 个, 由薄壁不锈钢管及其中央包裹的不锈钢补偿棒组成, 悬

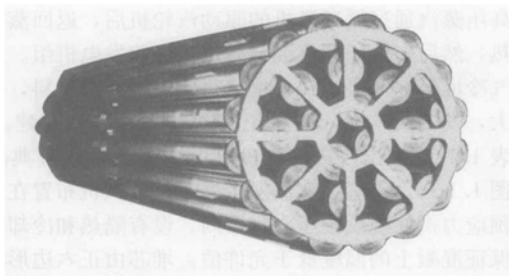


图 1.1-13 燃料组件

挂在不锈钢绳上，由驱动机构驱动，用以调节堆芯功率分布，以及氙毒和燃耗的补偿；液体区域控制装置系反应性控制机构平台和排管容器底部之间的垂直管状构件，中间充以轻水，将重水堆堆芯分隔成 14 个舱室，通过改变舱室中的轻水量控制各区域中的反应性和中子注量率；停堆棒装置由不锈钢包壳包覆的管状镉吸收棒组成，在紧急情况下，离合器脱开，在重力作用下，迅速插入堆芯，实现停堆；液体注射停堆装置在第 1 停堆系统失效时，通过第 2 停堆系统触发，将硝酸钆溶液注入堆芯。

CANDU 型重水堆由于采用天然铀作核燃料，在整个寿期内剩余反应性比较低，并且在轻水中不可能达到临界，消除了严重事故产生的可能性，且排管容器内低温低压的慢化剂可以吸收压力管来的热量，作为重水堆的固有热阱，因此 CANDU 堆核电厂具有较好的安全性。

CANDU 型重水堆在反应堆满功率运行时，利用两台自动装卸料机进行连续换料，减少核电厂的停堆时间，提高可利用率。另外，CANDU 堆可以利用钴-59 调节棒代替不锈钢调节棒生产 Co^{60} 同位素，一台 CANDU-6 核电厂年产约 $1.11 \times 10^{17} \text{ Bq Co}^{60}$ 。

在可靠的 CANDU-6 的基础上，加拿大原子能公司 (AECL) 正在开发两种堆型——CANDU-9 和 ACR。CANDU-9 (电功率 925~1300MWe) 具有比较灵活的燃料要求，从天然铀到低富集度铀，包括压水堆乏燃料后处理得到的回收铀、氧化铀、铀混合燃料，直接运用压水堆乏燃料，直到钍。它可以燃烧后处理废物中分离出来的全部铀系元素。

ACR (先进坎度反应堆) 具有更创新的理念，相当于第三代反应堆。ACR-700 发电功率 750MWe，比 CANDU-6 更小、更简单、更高效，成本低 40%。ACR-1000 发电功率 1200MWe，燃料通道将更多，单位造价也将更低。

CANDU-X 是 ACR 的另一种型号，它将运用超临界的轻水冷却剂 (即 25MPa, 625℃)，提供 40% 的热效率，根据燃料通道的数量发电功率可从 350MWe 到 1150MWe。

3.4 石墨水冷堆

石墨水冷堆核电厂是在军用石墨水冷产钚堆的基础上发展起来的。苏联第一座核电厂就采用这类反应堆，建成于 1954 年 6 月，随后相继建成 100、250、700、925、1380MWe 电功率核电厂二三十座。1986 年 4 月 26 日发生的切尔诺贝利核电厂事故，造成巨大损失，俄罗斯和乌克兰决定停建这类核电厂，并将逐步关闭和改造现有的这类核电厂。

石墨水冷堆 (RBMK-1000) 堆芯由正方柱形石墨块堆砌而成，组成 2488 个垂直柱体 (见图 1.1-14)，形成直径 11.8m、高 7m 的堆芯 (侧反射层厚 1m，端部反射层 0.5m)。石墨块内有垂直圆孔供安装工艺管用，共有 1661 根工艺管道，栅距 250mm，工艺管外径 88mm，由铝合金

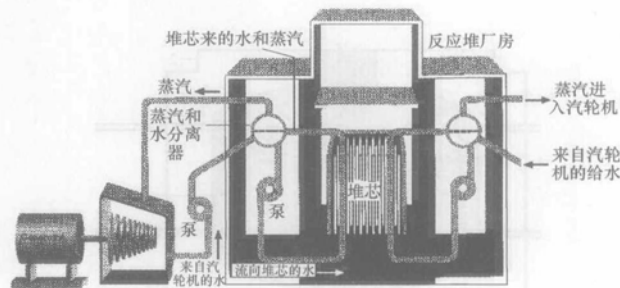


图 1.1-14 石墨水冷反应堆

(现改为锆铌合金) 制成，内装束棒形燃料组件 2 个。每个燃料组件由 18 根直径 13.6mm、长约 3.5m 的燃料棒组成，内装 UO_2 芯块，富集度为 2.0%，包壳材料为锆铌合金。冷却水从工艺管下端进入，温度 270℃，经燃料组件加热至饱和温度，部分沸腾产生蒸汽，在工艺管出口处平均质量含汽率为 14.5%，压力约为 7MPa，温度 284℃。汽水混合物通过分组建流管和出水总管流向汽水分离器。

反应堆冷却剂系统由两个环路组成，每个环路有 2 台卧式汽水分离器，4 台主冷却剂泵，其中 3 台运行，1 台备用。汽水分离后的水和来自凝汽器的给水混合后，由主冷却剂泵经压力总管和下分组建流管送往各工艺管道。

石墨水冷堆设有 211 根控制棒：其中短棒 24 根；自动棒 24 根，12 根用于局部功率控制，另 12 根分 3 组用于平均功率控制；事故棒 24 根；局部功率保护棒 24 根；手动棒 115 根。控制棒吸收体为碳化硼，装于堆芯独立专用的垂直柱体的孔道内，有独立的冷却回路。用于自动维持功率水平，控制局部功率，启停堆和升降功率，紧急停堆，以及补偿反应性变化。

石墨水冷堆的应急堆芯冷却系统设有 12 台安注箱，6 台应急堆芯冷却泵，构成三个回路，各有一台高压泵，一台低压泵。在出现主冷却剂事故时，向堆芯供给含硼水，停闭反应堆，导出余热。

这种堆型核电厂的致命缺点是：在低功率时不具有自稳性。它的燃料反应性温度系数为负值，但石墨反应性温度系数为正值，空泡反应性系数也为正值，在满功率下净反应性效应是负的，但在 20% 功率以下运行时净反应性效应是正的。

石墨水冷堆的其他主要缺点有：堆芯和循环回路庞大，没有设置安全壳作为第三道屏障；控制棒下落速度太慢，最大速度为 0.4m/s，从而不能遏制重大事故的后果；运行比较复杂。

尽管这类堆型的核电厂有致命缺点和若干缺陷，切尔诺贝利核电厂严重事故的发生，主要是人为违规所致。

3.5 气冷堆

一般指使用石墨作为慢化剂和结构材料，二氧化碳气体为冷却的反应堆。共有两种类型：以金属天然铀为核燃料以及镁诺克斯合金 (MAGNOX) 为燃料包壳的镁诺克斯型气冷堆；以低富集度二氧化铀为核燃料，不锈钢为燃料棒包壳的改进型气冷堆。

在世界核电厂发展初期，当时一些没有铀同位素分离能力的国家如英、法等国，曾大量建造过这种类型核电厂。1956 年英国建成了净电功率为 50MWe 的世界上第一座石墨气冷堆核电厂——卡德霍尔 (Calder Hall) 核电厂。

表 1.1-12 列出了典型镁诺克斯型石墨气冷堆的主要参数。其典型的示意图见图 1.1-15。

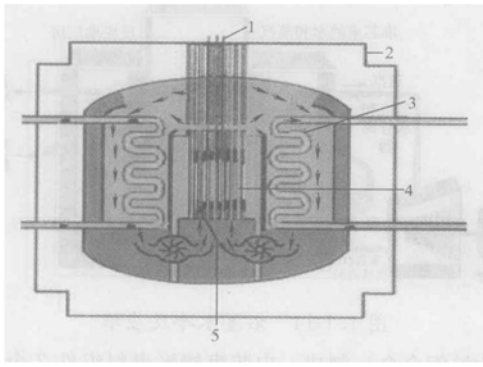


图 1.1-15 MAGNOX 气冷堆

1—控制棒；2—混凝土压力容器；3—蒸汽发生器；4—燃料组件；5—石墨慢化剂

表 1.1-12 镁诺克斯型石墨气冷堆主要参数

核电厂名称	卡德霍尔 Calder Hall	奥德伯里 Oldbury	威尔法 Wylfa	布热 1 Bugey 1
商业运行年月	1956	1967. 12	1971. 11	1972. 7
热功率(MW)	268	925	1876	1954
净电功率(MW)	50	217	475	540
堆芯尺寸 (高/直径,m)	6. 4/9. 4	8. 5/12. 8	9. 1/17. 4	9. 0/12. 2
燃料形状	圆柱棒	圆柱棒	圆柱棒	空心圆柱
燃料装载量(t)	110	292	595	520
平均功率 密度(MW/m ³)	0. 55	0. 82	0. 9	
包壳材料	Magnox	Magnox	Magnox	Mg-Zr
冷却剂压力 (MPa)	0. 765	2. 41	2. 76	4. 23
冷却剂进/ 出口温度(℃)	150/345	220/360	230/360	221/403
燃耗深度 (MWd/tU)	3000~4000	5000	4755	3500
汽轮机主汽门 前压力(MPa)	1. 5	3. 8	4. 6	3. 3
汽轮机主汽门 前汽温(℃)	321	393	401	377
热效率(%)	19	27. 34	25. 78	27

镁诺克斯型反应堆（以奥德伯里为例）堆芯为多棱柱，对边间距 14.2m，总高 9.8m，其中石墨慢化剂砌体堆芯直径为 12.8m，高为 8.5m，内有 3308 个燃料孔道，从堆芯底部到顶部，每个孔道内安装 8 根镁诺克斯合金包壳的天然铀燃料棒，其直径为 28mm，长为 972mm，栅距 197mm。包壳外面有人字形肋，以增加传热表面；以及保证燃料棒中心定位用的凸条。含硼控制棒有独立的孔道和驱动机构。

二氧化碳气体经气体循环风机（主风机）加压后通过屏蔽层内的通道到堆芯底部，然后沿燃料棒流到堆芯顶部，加热后的气体经屏蔽层上部，往下部通过蒸汽发生器返回循环风机，形成一回路系统。4 台蒸汽发生器对称地安装在堆芯周围，堆芯和蒸汽发生器之间是一层由石墨和碳钢组成的屏蔽层，一台轴流式循环风机设置在蒸汽发生器下面，由背压式汽轮机驱动。蒸汽发生器中产生的蒸汽有两种不同的压

力，高压蒸汽通过循环风机的驱动汽轮机后，返回蒸汽发生器过热，然后与低压蒸汽混合后进入汽轮发电机组。镁诺克斯型气冷堆核电厂可以在功率运行状态下连续换料，但建设投资大，发电成本高，20 世纪 60 年代末已停止兴建。

表 1.1-13 列出改进型气冷堆的主要参数，其典型的示意图见图 1.1-16。堆芯、蒸汽发生器和循环风机布置在立式圆筒形预应力钢筋混凝土压力容器内，设有隔热和冷却用的钢衬以保证混凝土的温度低于允许值。堆芯由正六边形石墨块堆砌的棱柱组成，周围用一个钢套加以固定，堆芯四周和上下安装石墨反射层和钢屏蔽层以降低放射性水平。作为慢化剂的石墨块均有上下贯穿的孔道，以便安放燃料棒；燃料棒孔道之间有相应的孔道，用以放置控制棒。

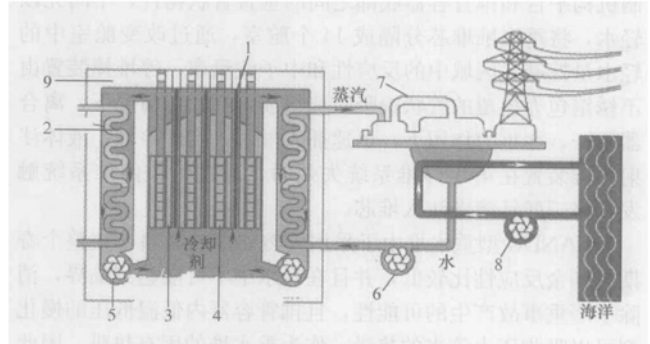


图 1.1-16 先进石墨气冷堆

1—控制棒；2—蒸发器；3—石墨慢化剂；4—燃料组件；
5—风机；6—给水泵；7—汽轮发电机；8—循环泵；
9—钢覆面混凝土压力容器

表 1.1-13 改进型气冷堆主要参数

核电厂名称	温茨凯尔 Windscale	希舍姆 B Heysham B	邓杰内斯 B Dungeness B
商业运行年月	1963. 3	1988. 7	1985. 4
热功率(MW)	110	1555	1484
净电功率(MW)	28	615	520
堆芯尺寸(高/直径,m)	4. 25/4. 57	8. 29/9. 31	8. 3/9. 4
燃料形式	UO ₂ 小柱体	UO ₂ 束棒	UO ₂ 束棒
燃料富集度(%)	2. 5~3. 5	2. 11~2. 77	1. 93~2. 95
燃料装载量(t)	9	113	122. 1
平均功率密度(MW/m ³)	1. 60	2. 76	2. 58
燃耗深度(MWd/tU)	20 000	18 000	18 000
冷却剂压力(MPa)	1. 96	4. 27	3. 36
冷却剂进/出口温度(℃)	260/460	292/635	276/673
汽轮机主汽门前压力(MPa)		16	
汽轮机主汽门前汽温(℃)		538	
热效率(%)	30	40	41. 8

停堆棒由几个管状段连接在一起组成，内含质量比为 4% 的硼，中子吸收能力强，称黑棒。其他控制棒的结构与停堆棒类似，其中子吸收能力较弱，称灰棒。

固定石墨堆芯用的气体缓冲围板钢套，为石墨结构提供冷却，低温二氧化碳气体进入气体缓冲围板内堆芯下部的通道里，大约 30% 的气体流量直接通向燃料管道入口，其余向上通过堆芯周围的环形空间，到顶部后往下在石墨套筒和堆芯石墨块之间流动，在燃料通道的入口处与直接进入的气体混合，进入燃料通道。这部分气体称再进入气体，其流动

的主要目的是冷却慢化剂石墨块及堆芯的其他结构部件。气体缓冲围板用以形成再进入气体的流动,同时可防止再进入气体与燃料通道出口的热气体之间的热交换。

4台蒸汽发生器设置在气体缓冲板和压力容器内壁之间的环形空间内。蒸汽发生器系一次通过式,以减少贯穿预应力钢筋混凝土压力容器上的管道的数目。主蒸汽发生器下设有排出反应堆余热的蒸汽发生器,用于停堆后的冷却。

改进型气冷堆较镁诺克斯型气冷堆,由于采用了低富集度的铀,堆芯平均功率密度提高,不锈钢包壳的束棒状 UO_2 燃料组件可以耐较高的温度,因此冷却剂的出口温度提高到 670°C 左右,进入汽轮机的蒸汽温度和压力亦相应提高,核电厂的热效率亦随之提高。

1963年在英国温茨凯尔(Windscale)建造了电功率为28MWe的原型堆后,1965年开始分批建造大型的改进型气冷堆,但由于建造费用和发电成本仍不能与轻水堆竞争,到70年代末已停止兴建。

3.6 高温气冷堆

英国自1956年起开始研发高温气冷堆技术,1962年与欧洲共同体开始建造热功率为20MW的高温气冷试验堆,龙堆(Dragon),1964年8月首次临界,1966年4月达到满功率运行。美国于1967年建成电功率为40MWe的桃花谷(Peach Bottom)实验高温气冷堆核电厂,1974年10月停堆退役。德国于1967年建成电功率为15MWe的球床实验高温气冷堆核电厂(AVR),1974年将反应堆冷却剂回路氦气温度由 750°C 升至 950°C ,成为世界上运行温度最高的核反应堆,1988年停堆退役。桃花谷后美国又建造了电功率315MWe的圣·符伦堡(Fort·St·Vrain)原型高温气冷堆核电厂,1976年达到临界,1979年并网发电,1999年停堆退役。德国1971年开始建造电功率为300MWe的原型钍高温球床气冷堆(THTR-300),1985年9月达到临界,1986年9月满功率运行,1990年关闭。

1981年德国电站联盟(KWU)和1984年美国通用原子能公司(General Atomic Company, GA)相继提出模块式高温气冷堆核电厂的设计方案,以标准化、模块化为目标,使其具有高度固有安全性,并逐步发展成商用核电厂。

模块式高温气冷堆堆芯目前有两种结构形式:球床堆芯和柱床堆芯。

(1) 球床堆芯。由球形燃料元件和石墨反射层组成。反应堆和蒸汽发生器分别布置在各自的钢压力容器内,在反应堆的蒸汽发生器之间由同轴管线相连接,内部走高温气体,外部走低温气体,称热气导管。形成“肩并肩”的布置形式。

直径为60mm的球形燃料元件由堆顶连续装入堆芯,同时从堆芯底部卸料管连续卸出乏燃料元件。堆芯内装有约36万个球形燃料元件,每个燃料元件在堆内平均循环15次,总的平均停留时间为1000d。

球床堆的优点是:①球形燃料元件设计制造较为简单;②堆芯可混装适当比例的石墨元件和少量吸收元件,可采用不停堆装卸和多次循环,功率分布及燃耗均较均匀;③燃耗较深。

(2) 柱状堆芯。反应堆堆芯由六角形棱柱石墨燃料元件和石墨反射层组成。每个燃料元件有210个燃料孔道,装填直径12.7mm、长75mm的燃料柱棒,以及102个直径15.9mm的氦气冷却剂孔道,未装燃料的石墨棱柱围绕堆芯构成可更换的内外径向和上下轴向反射层,在外反射层中有

24个控制棒孔道,用于功率调节。内反射层中有6个中央控制棒孔道,用于长期停堆。此外,还设有碳化硼吸收小球,可落入最内层的12个燃料元件孔道内,作为后备停堆系统。石墨燃料元件采用停堆换料,一次通过,不再循环。

柱状堆的优点是:①易做成环状堆芯,有利于传热,堆芯比功率可提高约40%;②有固定的冷却剂通道,氦冷却剂在堆芯的压降较小;③柱状堆芯所有部件易于更换;④停堆裕度大。

为降低堆芯轴向功率不均匀因子,需沿轴向装载不同含铀量的燃料。

表1.1-14为模块式高温气冷堆的主要参数。高温气冷堆具有相当高的固有安全性,即使在冷却剂流失事故和汽轮发电机甩负荷事故,并且控制系统失效的情况下,由于有很大的负反应性系数,反应堆功率将逐渐降低,堆芯余热可依靠自然对流、热传导和辐射传出。高温气冷堆燃料循环灵活,转换比高和燃耗深,可使用低富集铀、高富集铀和钍燃料。高温气冷堆的热效率高,可达40%。

高温气冷堆的进一步发展,即超高温气冷堆,出口温度达到 1000°C 左右,采用氦气轮机直接循环,其热效率可提高到50%以上。同时可利用高温氦气制氢,为运载工具提供二次洁净能源,并可为冶金等其他工业提供高温工艺热源。

表 1.1-14 模块化高温气冷堆主要参数表(设计值)

类 型	球床堆 (HTR-Module)	柱状堆 (MHTGR-350)
热功率(MW)	200	350
净电功率(MWe)	78	134
热效率(%)	39	38.4
堆芯尺寸(高/直径,m)	9.6/3	7.93/1.65(内) ~3.49(外)
平均功率密度(MW/m^3)	3	5.9
燃料组分	二氧化铀	碳化铀+钍
燃料装量(t)	2.4	1.73(铀)
燃料燃耗深度(MWd/tU)	80 000	92 200
氦气冷却剂压力(MPa)	6.0	6.39
氦气冷却剂进/出口温度($^\circ\text{C}$)	250/700	259/687
主汽门前蒸汽压力(MPa)	17.0~19.0	17.1
汽轮机主汽门前蒸汽温度($^\circ\text{C}$)	530	542
换料方式	连续换料	停堆换料
燃料富集度(%)	7.8	19.9
反射层石墨设计寿命(年)	40	3

3.7 快中子增殖堆

1946年美国建成了世界第一座实验快堆 CLEMENTINE, 1951年建成发电实验快堆 ERR-1。英、德国等于20世纪60~70年代建造了实验堆和原型堆。法国1967年建成“狂想曲”(Rapsodie)实验堆,1973年建成原型堆“凤凰”(Phenix),1985年与意大利、德国合作建成“超凤凰”(Superphenix)商用验证堆,其电功率达1200MWe。但从90年代开始,这些国家纷纷宣告停止发展快堆。究其原因,一是快堆造价高,发电成本高,商业上无法竞争;二是快堆要用铀,又能生产钚,受到反核人士的反对。

苏联1957年建成 BR-5 实验堆,1968年建成 BR-60 实验堆,1972年建成快中子原型堆 BN-350,1980年建成 BN-

600 快中子原型堆, BN-600 运行情况良好, 可利用率、负荷因子、安全情况均是全苏核电厂中最好的。目前俄罗斯正在建造两座 BN-800 快中子堆核电厂。表 1.1-15 示出国外快堆的情况。

快中子堆除了能增殖核燃料外, 还有另外三个重要用途:

①把裁减下来的武器钚“烧”掉; ②将热堆中产生的寿命长达百万年级的放射性锕系元素“烧掉”, 一座快中子堆能处理同等功率 5~7 座热中子堆产生的这类核废料; ③在快中子堆的燃料转换区内, 可以生产钚-240 小于 2% 的高效武器级钚。

表 1.1-15

国外快堆情况

国家	堆名	热功率 (MW)	电功率 (MWe)	类别	建成时间	关闭时间
美国	CLEMENTINE	0.02		实验堆	1946	1953
美国	EBR-1	1.4	0.2	实验堆	1951	1963
美国	FERMI	300	60	实验堆	1963	1973
美国	FFTF	400		实验堆	1979	
美国	CRBR	975	350	原型堆	1983 (停建)	
苏联	BR-5	10		实验堆	1957	
苏联	BR-60	60	12	实验堆	1968	
苏联	BN-350	1000	350	原型堆	1972	
苏联	BN-600	1470	600	原型堆	1980	
英国	DFR	72	15	实验堆	1959	1976
英国	PFR	600	250	原型堆	1974	
法国	Rapsodie	40		实验堆	1967	1983
法国	Phenix	560	250	原型堆	1973	
法、意、德联合	Superphenix	3000	1200	商用堆	1985	1998
德国	KNK-II			实验堆	1976	
德国	SNR-300	762	312	原型堆	待装料	
日本	JOYO	100		实验堆	1977	
日本	MONSU	714	300	原型堆	1992	
印度	FBTR	40	15	实验堆	1985	

钠冷快中子堆有两种型式: 池式及回路式。目前建得最多的是池式钠冷快中子堆核电厂。以 BN-600 为例, 反应堆本体包括堆芯、各种组件、堆内构件、顶盖、主泵、中间热交换器和主容器等。堆芯由燃料组件和控制组件组成, 主容器是一个大钠池, 凡与一回路钠接触的部件都置于主容器内。BN-600 主容器直径为 12.8m, 高 12.6m。

目前用得最多的是氧化铀和混合铀钚氧化物。燃料组件套管是六角管, 燃料棒外径 6.9mm, 呈紧凑三角形排列, 共 127 根燃料棒。燃料棒包壳材料和组件结构材料一般采用镍铬奥氏体不锈钢。控制棒组件一般采用¹⁰B 丰度高的 B₄C 作为中子吸收材料, 结构材料也采用镍铬奥氏体不锈钢。燃料转换区的贫铀组件外形尺寸与燃料组件相同, 但贫铀棒径较粗。

顶盖是一个约 2m 厚的支承和屏蔽结构。顶盖中央是一个有大旋塞和小旋塞组成的双旋塞系统。小旋塞偏心地布置在大旋塞上。小旋塞上偏心地布置着燃料操作机构, 用以与需要更换的燃料组件对中, 插入或抽出燃料组件。

主泵为一台立式离心泵, 悬挂在顶盖上。驱动电机与泵体之间要密封好, 以防止钠与空气接触, 结构十分复杂。中间热交换器也悬挂在顶盖上, 系钠-钠热交换器, 将带放射性的一回路钠的热量传到没有放射性的二回路钠。

从安全方面考虑, 快中子堆核电厂目前都采用三回路布置。二回路由钠泵、蒸汽发生器、管道和阀门组成。二回路

将中间热交换器内得到的热量, 泵送至蒸汽发生器, 从而在三回路内产生蒸汽。BN-600 核电厂的蒸汽压力为 14.2MPa, 温度为 505℃。

回路式快中子堆将主泵和中间热交换器移出堆容器, 其布置与通常的热中子堆相似, 核电厂同样采取三回路布置。

快中子堆具有如下特点: ①安全性好, 快堆具有很大的负反应性系数, 具有良好的自稳性; ②钠温度较高, 但压力很低 (一回路压力只有 0.1~0.3MPa)。钠传热性能好, 且热容量庞大, 可以使停堆后剩余释热引起的升温很慢, 一般认为快中子堆比目前的热中子堆更为安全。

4 核能发电的基本特征

4.1 核电厂安全性

核电厂的安全性高于其他工业, 这主要源于核电厂从技术上、管理上采取了一系列的质量和安全的保障措施。

4.1.1 安全目标和总体要求

核电厂的主要风险与核辐射有关, 其核安全的最终目标为: 建立并保持对辐射危害的有效防御, 保护厂区工作人员、公众和环境。在任何运行工况下, 保证厂区工作人员和公众所受的辐照照射低于规定限值, 并符合合理、可行, 尽量低的原则 (ALARA)。

根据核反应堆的安全特性, 为确保安全, 核电厂的设计必须满足下列总体要求: ①必须提供安全停堆手段, 使反应

堆在任何运行工况中,以及事故工况期间和事故后状态下安全停闭,并保持在安全停堆状态;②必须提供排除余热的手段,使停堆后能从堆芯排除余热;③必须提供减少放射性物质释放可能性的手段,并保证任何放射性释放在运行状态下低于规定限值,在事故工况下低于可接受限值。上述总体要求,简单地可以表述为:安全停堆、最终热阱、放射性包容。

4.1.2 纵深防御和多道屏障

为达到安全目标,满足总体要求,核电厂的设计采用了纵深防御的战略和多道屏障的措施。所谓纵深防御战略是指与核电厂安全有关的全部活动,包括与组织、设计、建造、运行或人员行为有关的方面,都设置多重防御措施,使得个别或组合的失效或差错都可以得到改正和补救。

核电厂一般设有五重保护:①高质量的设计、建造、运行,保证正常运行,防止偏离;②监测和纠正偏离正常运行的情况,以防止预计运行事件升级为事故工况;③设置保护系统和专设安全系统,控制事故工况的后果,使核电厂处于稳定的可接受状态;④设置严重事故预防和缓解措施,运用严重事故管理程序,使核电厂恢复到停堆、堆芯持续冷却、放射性物质被包容的安全状态;⑤采取场外应急对策来保护和减缓事故对周围居民和环境的影响。

为了防止放射性物质的外逸,压水堆核电厂普遍采用了多道实体屏障:燃料元件包壳、反应堆冷却剂压力边界、安全壳。

4.1.3 核电厂的安全纪录

核电厂具有良好的安全纪录,迄今为止全世界共有核发电运行机组 441 座,总发电能力 381GWe。在核电运行的 50 多年的历史过程中仅发生过两次严重事故(美国三哩岛核电厂事故,和苏联切尔诺贝利核电厂事故),其中仅一次对工作人员和公众产生放射性影响。到 1999 年底国际上广泛采用的压水堆、沸水堆、重水堆,运行纪录已超过 7500 堆·a。到目前为止,世界核电厂的运行纪录已达到了上百万堆·a。

(1) 三哩岛核电厂事故。1979 年 3 月 28 日清晨 4 时,美国宾夕法尼亚州哈里斯堡附近的三哩岛核电厂 2 号压水堆发生堆芯严重损坏事故。事故起因是二回路给水泵跳闸和事故给水管线上阀门由于误操作处于关闭状态,造成蒸汽发生器二次侧给水中断。蒸汽发生器失去给水后,一回路压力升高迫使反应堆自动停闭,稳压器卸压阀开启。但当一回路压力回降到关闭整定值时,卸压阀卡死未能回座。当一回路压力下降至 12MPa 时,应急堆芯冷却系统自动投入。几分钟后,操作人员根据稳压器水位指示,误认为堆芯注水可以减少,只将一台高压安注泵继续运行。当一回路压力降到冷却剂饱和压力以下时,堆芯开始汽化,形成气泡。事故发生后 75min,由于汽水混合物作用,主冷却剂泵发生强烈振动,操作人员先后关闭了 4 台主冷却剂泵。此时仅靠 1 台高压安注泵,其流量只是导出反应堆余热所需最小冷却剂流量的 1/3。因此,堆芯冷却条件严重恶化。约 110min 时,堆芯冷却剂开始沸腾,形成汽腔,致使部分核燃料暴露于汽腔中。燃料温度升高,逐步达到二氧化铀芯块熔化温度,锆—水反应产生的氢气和蒸汽又不断扩大汽腔,致使 2/3 堆芯熔化。174min 时,两台主冷却剂泵重新启动,200min 时高压安注全面投入运转,大量水注入反应堆容器,才抑制了事故的进一步发展。

在这次事故中,核电厂职工无一人死亡,只有三人受到略高于职业照射的季度限值。核电厂 80km 半径内 200 万居

民受到的集体剂量当量约 20 人·Sv,最大的个人剂量小于 1mSv。这些数据表明,三哩岛核电厂事故造成的辐射影响是很小的。

三哩岛事故造成的直接经济损失十分巨大,它暴露了设计、管理和安全研究方面的不足。三哩岛事故之后,核电界在人—机关系、检测控制、人员培训和事故(特别是严重事故)分析研究方面做了大量改进。

(2) 切尔诺贝利核电厂事故。1986 年 4 月 26 日凌晨 1 时 24 分,位于苏联乌克兰基辅市东北 130km 处的切尔诺贝利核电厂 4 号反应堆发生堆芯熔化,部分厂房倒塌和大量放射性外逸的严重事故。事故时正在作汽轮发电机惰走试验,此时反应堆处于正蒸汽反应性效应,功率反应性系数为正值的状态。40s 后值班长命令紧急停堆,因大多数控制棒的挤水棒下插时引入正反应性。顿时在十几秒的时间内导致中子功率剧增,核燃料熔化。熔化的核燃料与冷却剂剧烈反应引起蒸汽爆炸,石墨燃烧,一回路系统和反应堆厂房破坏,大量放射性物质释入大气。

在切尔诺贝利事故中,有 237 名工作人员受到超剂量照射,其中 134 人出现急性辐射病征兆,28 人在 3 个月内死亡,另有 2 人在爆炸时直接致死。20 万人接受平均剂量约 100mSv,其中 10% 达到 250mSv,少数大于 500mSv。事故后从半径 30 公里地区撤离 116 000 名居民,其中约 10% 受到的剂量大于 50mSv,少于 5% 的居民大于 100mSv。

切尔诺贝利事故暴露了苏联石墨水冷堆堆芯设计上的两个主要不安全因素:随着燃料加深出现正蒸汽泡和正功率反应性系数;以及控制棒挤水棒的正反应性效应。此外,石墨水冷堆没有安全壳这样的第三道屏障,致使放射性物质大量外逸。

4.1.4 安全风险评价和安全水平

三哩岛和切尔诺贝利核电厂事故后,各国对核电厂的安全更加重视。自 1983 年起美国用 WASH-1400 方法对严重事故源项进行了重新评估,制定了相应的对策,并提出了安全目标。

概率安全分析是一种系统的数量分析方法,把安全有关信息(如事故发生频率、事故后果、设备可靠性、分析不确定性等)数量化,从而提供核电厂安全的全面图像,揭露其中的薄弱环节,优化资源配置,提高安全性。

核电厂的概率安全分析通常在三个级别上进行。1 级概率安全分析确定可能导致堆芯损坏的事件序列及其频率;2 级概率安全分析确定核电厂可能发生放射性释放的途径及其频率;3 级概率安全分析将估计公众的健康风险和其他社会风险。

国际原子能机构核安全咨询组及各国核安全监督机构对现役水堆核电厂的安全状况作过评估,认为大部分核电厂反应堆堆芯严重损坏的概率低于 $10^{-4}/(\text{堆} \cdot \text{a})$,大量放射性物质释放的概率低于 $10^{-5}/(\text{堆} \cdot \text{a})$,符合近期安全目标,是可以接受的。

对今后建造的核电厂,则要求符合新的国际标准,接受更严格的监督管理,其堆芯损坏概率应低于 $10^{-5}/(\text{堆} \cdot \text{a})$,大量放射性物质释放的概率应低于 $10^{-6}/(\text{堆} \cdot \text{a})$ 。

4.1.5 核安全的管理体制

核安全的管理体系的特点主要有下述三个方面:

(1) 独立的核安全监管机构。核安全监管机构独立于国家核能开发部门,负责制定核安全法规、核安全审评、核安全监督检查,以及许可证审批及管理,能独立地、有效地完成其监督管理职能。

(2) 营运组织的首要安全责任。营运组织在安全方面的主要职责是：遵守国家有关法律、规章，保证核电厂的安全；接受国家核安全机构的监管；对所营运的核电厂、核材料的安全，以及工作人员、公众和环境的安全承担首要责任。

(3) 全面有效的质量保证体系。核电厂从选址开始，包括设计、制造、建造、调试、运行直到退役各阶段，凡影响核安全和可用率的工作和活动都必须实施质量保证。其基本内容包括组织机构、质量保证大纲，各种控制、纠正措施、检查和监察等。为实施质量保证，必须建立一个具有必需的权利和足够的组织独立性的管理机构。质量保证大纲是管理、技术和行政控制等方面的综合制度，是质保活动的可靠依据。

4.2 核电厂环境影响

核电是一种清洁能源，它对环境的影响受到严格的监控。

4.2.1 核电厂正常运行时的环境影响

(1) 核电厂正常运行时的辐射环境影响主要来源于气、液态流出物的排放和放射性固体废物的储存和处置。核电厂反应堆内核燃料在裂变过程中产生的大量裂变产物，以及堆内结构材料、腐蚀产物和冷却剂杂质在中子辐照下形成的活化产物，绝大部分被密封在燃料元件芯体和包壳中，一回路冷却剂系统中很少；少量逸出的放射性核素经废液、废气处理系统后，只有极少量气态物通过烟囱排入大气环境，极少量液态放射性物质经监测符合规定与循环冷却水混合后排入水体环境。

核电厂流出物排放所致公众的辐射剂量是很小的，从全球平均看，与核能相关活动产生的对个人的年辐射剂量只占个人接受的年辐射剂量（主要来自天然本底照射）的约 0.006%。联合国原子辐射效应科学委员会（UNSCEAR）的报告指出，燃煤电厂因燃煤时天然放射性物质的释放对公众个人产生的辐射剂量高于同功率的核电厂。

关于中低放固体废物，核电厂正在采取措施进一步减少中低放废物产生的量和体积；同时，通过近地表掩埋的办法进行最终安全处置。至于乏燃料中的高放废物，现阶段仍采取暂存的办法。待闭式燃料循环建成后，将对后处理过程中产生的高放废物进行固化，并最终安全处置。

(2) 核电厂的非辐射环境影响包括温排水排放和非放射性污染物排放。在核电厂选址和工程设计阶段要充分考虑江河湖海对温排水的稀释能力，在海水中限制达到 4℃ 温升的混合区的大小，使其不致对水生生物产生明显影响。在条件不允许的地方，采用冷却塔排放余热。

核电厂运行过程中的少量非放射性污染物，如水处理过程的排水及生活污水，与其他能源工业相比，其量是极其有限的，且均需经过相应的处理，才能排入环境。

应该指出，核电厂不排放温室气体，没有硫氧化物和氮氧化物的排放。

4.2.2 放射性废物管理

放射性废物管理的原则是：①保护人体健康；②保护环境；③保护后代；④不给后代带来过分的负担；⑤控制废物的产生，使其辐射照射保持在“合理、可行、尽量低”（ALARA 原则）的水平。

放射性废物管理的重要方针是实现废物最少化，减少放射性废物产生量，包括体积和重量，减少放射性废物中包含的放射性核素。实现废物最少化的基本措施有：优化管理，

减少源项，废物的再利用、再循环和减容等。

(1) 放射性废物处理。放射性废物处理的目标是尽量减少放射性废物的浓度和总量，并尽可能回收或复用，减少向环境的排放。放射性废物排放的总量和浓度必须符合有关规定。

1) 放射性废气处理。废气净化的主要方法有过滤、吸附、洗涤和衰变储存等。衰变储存是使废气通过滞留系统，经受 60d 左右的衰变，使短寿命放射性核素得到衰变，以降低排入大气的放射性水平。工艺放射性废气通常先冷凝、洗涤，除去酸、碱、水分，然后经装填活性炭或浸渍活性炭的过滤器除碘。高效微粒空气过滤器对粒径为 0.3mm 的微粒，其除去效率大于 99.97%。

2) 放射性废液处理。各类放射性废液的活度、含盐量相差很大，处理的方法也不一样。中、低放废液常用的处理方法有絮凝沉淀、蒸发、离子交换，以及包含电渗析、反渗透、超滤膜等的膜处理技术。其中蒸发去污效率最高。含有短寿命核素的废液，亦可采用衰变储存，经检测合格作工业废水处理。

高放废液活度很高，需存储在双壁不锈钢储槽中。经一定时间储存后必须固化处理。

核电厂中产生的一般均为中、低放废液，其主要来源为：①工艺过程中的低电导废液，主要用离子交换处理；②去污、冲洗、树脂再生的高电导废液，主要用蒸发、化学沉淀处理；③洗衣、淋浴水，主要用吸附或沉淀处理。

3) 放射性固体废物。放射性固体废物种类繁多，大致可分为湿固体（蒸发残渣、沉淀泥浆、废树脂等）和干固体（污染劳保用品、工具、设备、废过滤器芯、活性炭等）。核电厂固体废物中 40% 以上是可燃的和（或）可压缩的。固体废物的处理有：焚烧、压缩、去污、固化等。

焚烧是将可燃性废物烧成灰烬，可减容和减重 10~100 倍。压缩是使废物密实化，减少废物体积，减容 2~10 倍。压缩处理成本低，操作简单，在核电厂中应用相当普遍。去污可使沾污工具、设备或部件能被重新使用，或作为非放射性废物处置。固化是将放射性泥浆、蒸发残渣、废树脂等湿固体，以及焚烧炉灰等干固体进行固化处理。固化产品应该是坚实的整体块，抗压、耐冲击，牢固地包容放射性核素，抗浸出，耐辐照和衰变热作用，不腐蚀包装容器，不易受细菌侵蚀等。对于核电厂产生的中、低放废物的固化处理，一般都采用水泥固化和沥青固化。

(2) 放射性废物处置。指对放射性废物实施的一种不可回取的最终处置。通常采用多重屏障的隔离办法，在放射性核素衰变到安全水平之前不应有危害量进入人类生物圈，以保护人类和环境。中低放废物，不含或极少含长寿命核素，一般采用近地表处置。通常认为隔离 300 年后就能达到安全水平。

至于核燃料后处理厂产生的高放废物和长寿命中低放废物需储存在几百米深的稳定地质层中，可以和生物圈隔离数十万年以上。

4.3 核电厂经济性

尽管核电厂的具体经济特性与各国的工业技术条件和经济环境有关，但核电厂与燃煤电厂的相对经济特性是共同的。核电厂的比投资高于燃煤电厂，核燃料成本显著低于燃煤成本，核电厂的电价一般与燃煤电厂脱硫机组相当。表 1.1-16 示出核电厂与燃煤电厂相对经济比较，表中考虑 30 年全寿期平准化贴现发电成本，贴现率取 5%。

表 1.1-16

核电厂与燃煤电厂相对经济比较

比较项目	德国	法国	比利时	匈牙利	俄罗斯	日本	韩国	加拿大	美国	中国
比投资 (核/煤)	1.79	1.23	1.53	1.16	1.02	1.18	1.79	1.58	1.25	1.45
比燃料成本 (核/煤)	0.22	0.28	0.39	0.36	0.85	0.53	0.23	0.12	0.22	0.45
比发电成本 (核/煤)	0.66	0.65	0.91	0.73	0.78	0.85	0.75	0.88	0.85	0.86

从表 1.1-16 中可以看到,按 30 年的测算,核电厂发电成本低于燃煤电厂,但实际上还本付息要在 15 年内完成,因此在还本付息阶段,核电发电成本,还会高于煤电。核电厂的设计一般按 40 年考虑,而且实际运行年限还可能高于这个数值。新一代的核电厂将按 60 年设计,可以测算到,在还本付息后核电厂的效益将是相当可观的。

4.3.1 核电厂发电成本组成

核电厂发电成本由投资提成(或折旧费)、核燃料费、运行维护费、退役费等构成。

核电厂投资一般由直接费用、间接费用及金融附加费构成。直接费包括厂址工程、设备购置、建筑及安装、调试启动等费用。间接费包含设计、工程技术服务和工程管理等费用。金融附加费是建造期内的贷款利息和浮动差价。

核燃料费包括铀原料、铀富集、燃料组件制造、乏燃料储存和处理,以及放射性废物处置等费用。也就是说,包括核燃料循环各个环节的费用。

4.3.2 影响核电厂经济性的因素

对核电厂经济性有重要影响的因素有:单机容量,建设规模,标准化程度,建设方式,建造周期,利息率,价格浮动率,负荷因子,平均燃耗深度等。

核电厂的单机容量对经济性的影响要比火电厂大得多。通常 600MWe 电功率的核电机组比同类型的 1000MWe 电功率的核电机组,比投资约高 25%。

在同一厂址建造多个核电机组可减少前期工程费,共用设施费,工程管理等费。

标准化和系列化是降低造价的重要手段。它可以减少研制费用,降低设备制造成本,缩短建造周期。

发电成本中投资成本与核电厂负荷因子成反比,提高核电厂运行的负荷因子是降低发电成本的重要途径。

此外,通过改进堆芯设计性能和改善燃料管理来加深燃耗深度,是降低核燃料发电成本的重要手段。目前新设计的核燃料都在考虑提高铀-235 的富集度,加深燃耗,将换料周期延长至 18~24 个月,这样不仅会降低核燃料所占的发电成本,同时可提高核电厂的负荷因子。

5 核能发电的发展趋向

核能发电,这里指核裂变能发电,经历了两个阶段,即早期的原型核电厂阶段,以及随后大量建设并延续至今的商用核电厂阶段。从 21 世纪开始,进入了第三个阶段,即先进核电厂阶段。大部分的堆型均经历了前两个阶段,而比较有发展前途的压水堆、沸水堆、重水堆则正在过渡到第三个阶段。在这三个阶段中,每种堆型的基本概念没有本质性的变化,国际上将它称为“代”,即一代、二代、三代。以下的叙述将沿用国际上“代”的称谓。目前国际上广为关注的新一代核电厂,即第四代核电厂,都还处于研究开发和概念设计的阶段,它们与前三代的核电厂在概念上有很大的不同,有些堆型在 20 世纪曾建过一些实验装置或试验堆,个别的如钠快中子堆还建过原型堆或示范堆,总之还处于研究开发阶段,尚未达到工程批量建设的水平。图 1.1-17 示出这四代核能发电的发展进程。

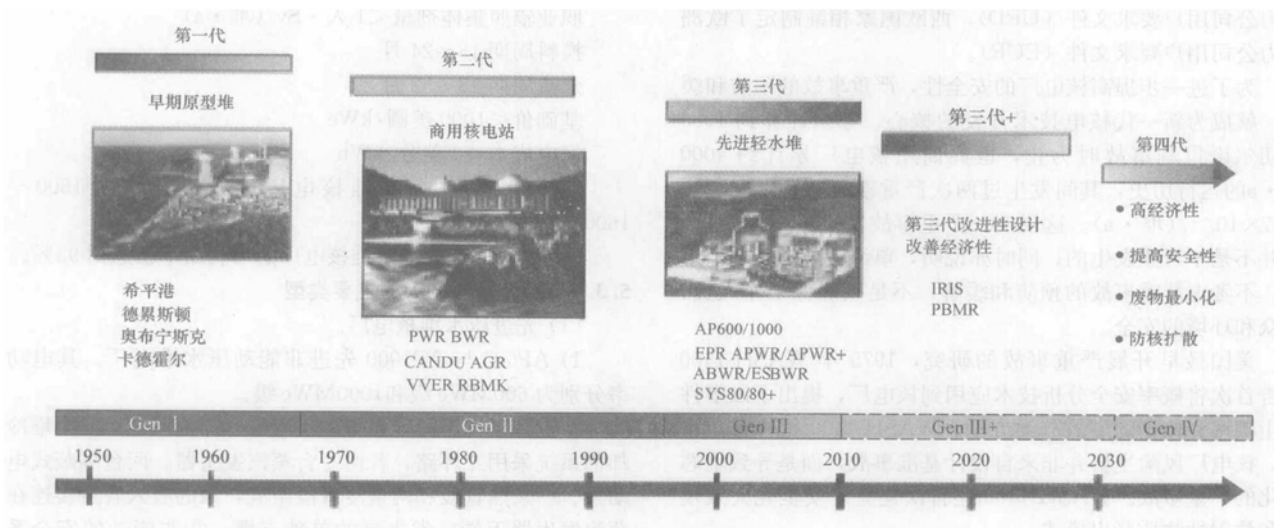


图 1.1-17 核能发电的进程

5.1 第一代核能发电

第一代核能发电是利用原子核裂变能发电的初级阶段,从为军事服务走向和平利用,时间大体上在 20 世纪 50 年代到 60 年代中期,以开发早期的原型堆核电厂为主。

例如,美国西屋电气公司开发的希平港(Shippingport)

核电厂,通用电气公司(GE)开发的民用沸水堆核电厂,苏联 1954 年在莫斯科附近奥布宁斯克建成第一座压力管式石墨水冷堆核电厂,英国 1956 年建成第一座产钚、发电两用的石墨气冷堆核电厂——卡德霍尔核电厂。

第二代核电厂基本上仿照了这一代核电厂的模式,只是技术上更加成熟,容量逐步扩大,并逐步引进先进技术。

5.2 第二代核能发电

第二代核能发电是商用核电厂大发展的时期,从 20 世纪 60 年代中期到 90 年代末,即使目前还在兴建的核电厂,还大多属于第二代的核能发电机组。就大部分压水堆而言,自美国西屋公司开发的标准型的 Mode312, 314, 412, 414 后,形成压水堆核电机组的主流。至今第三代压水堆机组尚在开发建设之中。前后共形成两次核电厂建设高潮,一次是在美国轻水堆核电厂的经济性得到验证之后,另一次是在 1973 年世界第一次石油危机后,使得各国将核电作为解决能源问题的有力措施。

第二代核电厂的建设形成了几个主要的核电厂类型,它们是压水堆核电厂、沸水堆核电厂、重水堆(CANDU)核电厂、气冷堆核电厂以及压力管式石墨水冷堆核电厂。共建成 441 座核电厂,最大的单机组功率 150 万 kW,总的运行业绩达到上万个堆年,其间仅出现过两次较大的事故,即三哩岛核电厂事故和切尔诺贝利核电厂事故。

气冷堆核电厂由于其建造费用和发电成本竞争不过轻水堆核电厂,20 世纪 70 年代末已停止兴建。石墨水冷堆核电厂由于其安全性存在较大缺陷,切尔诺贝利核电厂事故以后,不再兴建。

从 20 世纪 80 年代开始,世界核电进入一个缓慢的发展时期,除亚洲国家外,核电建设的规模都比较小。

5.3 第三代核能发电

5.3.1 问题的提出

从 20 世纪 90 年代开始人们逐渐加大了对化学燃料发电引起的环境污染,特别是温室效应引起的全球变暖的关注,使得核能发电重新提上议事日程。同时,各核工业发达国家从 80 年代末到 90 年代相继积极为核电复苏而努力,着手制订以更安全、更经济为目标的设计标准规范,理顺核电厂的安全审批程序。其间,美国率先制定了先进轻水堆核电厂的电力公司用户要求文件(URD),西欧国家相继制定了欧洲电力公司用户要求文件(EUR)。

为了进一步提高核电厂的安全性,严重事故的预防和缓解,就成为新一代核电技术开发的核心。如果计算到 1986 年切尔诺贝利事故时为止,世界商用核电厂累计约 4000 堆·a 的运行历史,其间发生过两次严重事故,发生概率达到 $5 \times 10^{-4}/(\text{堆} \cdot \text{a})$ 。这说明,严重事故发生概率虽然低,但并不是不可能发生的;同时亦说明,单纯考虑设计基准事故,不考虑严重事故的预防和缓解,不足以确保工作人员、公众和环境的安全。

美国最早开展严重事故的研究,1975 年 WASH-1400 报告首次将概率安全分析技术应用到核电厂,提出了以事件发生频率为依据的事故分类方法。WASH-1400 报告首次指出,核电厂风险主要并非来自设计基准事故,而是导致堆芯熔化的严重事故。WASH-1400 还首次建立了安全壳失效模式和放射性物质释出模式。

在这种背景下,一些发达国家的核电设备供应商利用自己的技术储备和经验积累,先后开发符合《电力公司要求文件》要求的,具备严重事故预防和缓解措施的先进轻水堆核电厂。同时在提高核电厂的经济性方面亦采取了一系列措施,主要有采用固有安全性的理念,简化核电厂的设计;提高单堆容量,降低单位造价;加大燃耗,延长换料周期,缩短停堆换料时间,提高核电厂的可利用率;延长核电厂的寿命至 60 年;以及采用模块化设计,缩短建造周期等。

5.3.2 用户要求文件

美国主要的电力公司于 20 世纪 80 年代中期广泛邀集工业企业界,着手编制、确定对轻水堆核电厂设计的技术要求,经美国电力研究院(EPRI)整理,在美国能源部的密切合作下,于 1990 年出版了对轻水堆核电厂的《电力公司要求文件》。

文件包括一系列设计要求和经济指标,覆盖了从反应堆到电网接入的整个范围。文件共分 3 卷,第 1 卷是政策声明和高层要求概要;第 2 卷论述改进型先进轻水堆核电厂的设计;第 3 卷论述采用非能动安全系统的先进轻水堆核电厂设计。

美国核监管委员会直接介入了文件的审评,并于 1994 年出版了详细介绍各类先进轻水堆审评的安全评价报告。

欧洲联盟意欲组织一个开放的共同市场,逐步打破市场壁垒,形成欧盟内部的市场竞争,于是继美国之后于 1992 年初开始了共同要求文件的编写工作,参加的有比利时、法国、德国、意大利、西班牙、荷兰和英国,1996 年又有芬兰和瑞典加入,最后形成了《欧洲电力公司要求》文件。

文件共分 4 卷,第 1 卷涉及主要政策和主要设计目标等高层要求;第 2 卷涉及总的核岛要求;第 3 卷涉及具体的核岛设计要求;第 4 卷涉及总的常规岛要求。前三卷 1994 年出版。

5.3.3 第三代核电厂的基本要求

机组额定电功率 $> 1000 \text{ MWe}^*$

核电厂设计寿命 60 年

机组的可利用率 $\geq 87\%^{**}$

采用全数字化仪控系统 & 先进控制室

采用半转速汽轮发电机组

堆芯热工安全余量 $> 15\%$

堆芯损坏频率(CDF) $< 1\text{E-}5 \text{ 堆} \cdot \text{a}$

严重事故下大量放射性物质释放至环境的频率(LE-RF) $< 1\text{E-}6 \text{ 堆} \cdot \text{a}$

职业辐照集体剂量 $< 1 \text{ 人} \cdot \text{Sv}/(\text{堆} \cdot \text{a})$

换料周期 18~24 月

建造周期 48~52 月

基础价 $< 1000 \text{ 美圆}/\text{kWe}$

发电成本 $< 3 \text{ 美分}/\text{kWh}$

* 有些先进轻水堆核电厂的设计功率为 1500 ~ 1600 MWe。

** 目前有的轻水堆核电厂的可利用率已达到 93%。

5.3.4 第三代核电厂的主要类型

(1) 先进压水堆核电厂。

1) AP600 与 AP1000 先进非能动压水堆电厂。其电功率分别为 600 MWe 级和 1000 MWe 级。

特点如下:①紧凑布置的反应堆冷却剂系统。反应堆冷却剂系统采用二环路,各由一台蒸汽发生器、两台屏蔽式电动泵、一条热管段和两条冷管段组成,泵的吸入管直接连在蒸汽发生器下端,省去泵单独支撑。②非能动安全系统。由重力、自然循环和储能等按自然规律来驱动的安全系统。包括非能动余热排出系统、非能动安全注射系统,以及非能动安全壳冷却系统。③熔融物堆内滞留。在严重事故下将堆芯熔融物保持在堆内,通过压力容器外表进行冷却是 AP1000 缓解严重事故的重要策略。

AP600 和 AP1000 的设计已通过美国核监管委员会的审评。

2) EPR 欧洲压水堆核电厂是通过现有技术较为成熟

的压水堆加以改进。基本上仍然沿用能动的安全系统,增加其冗余度;降低燃料棒的线功率密度,提高安全余量;加大单机容量,电功率达到1500~1600MWe,以降低单位功率造价;并采取相应的严重事故预防和缓解措施,其特点如下:①简化冗余的安全系统结构。安全系统采用 $n+2$ 的概念,例如4系列的安注系统,安全壳内设置硼化水储存水箱,余热排出系统与低压安注系统组合在一起,设计基准事故不需要安全喷淋。②双层安全壳。内层为金属衬里预应力钢筋混凝土安全壳,外层为钢筋混凝土安全壳,两层之间设有过滤排放系统,以防止安全壳超压,并保护环境。③限制严重事故后果的设计。在稳压器顶部设有专门的卸压阀,其卸压能力可保证一次侧快速减压至0.5MPa,以防止严重事故情况下高压熔堆。堆芯熔融物扩散及捕集,反应堆堆坑里充满“牺牲性”混凝土和耐熔材料,用以在堆芯熔融物在压力容器外扩展时,收集熔融物,并转运至熔融物冷却区(堆芯捕集器),其下部有循环冷却水通道,用以保护核岛基础底板;之后换料水箱中的水靠重力注入熔融物,使其冷却固定。安全壳内装有氢复合器,以便在任何时候使氢的平均浓度保持在10%以下,从而避免发生氢爆的危险。

第一座EPR核电站已在芬兰奥尔基洛托(Olkiluoto 3)建造。

3) APWR和APWR⁺(USAPWR)是日本三菱公司与美国西屋公司合作开发的新一代压水堆核电站。APWR同样是对现有四环路压水堆核电站进行优化改进,采用257个17×17的燃料组件,电功率为1530MWe,其主要特点如下:四个系列专设安全系统;APWR将应急堆芯冷却系统和安全壳喷淋系统均设计成4×50%的机械系列,并将出水管线直接注入压力容器;换料水池设置在安全壳内;安注箱经优化设计,将加大注水范围,以满足早期迅速大量注入冷却水,尽早再淹没堆芯;及至堆芯再淹没后,以较小流量长时间注水使堆芯冷却下来。

APWR准备在敦贺3、4建造。

APWR⁺是在APWR基础上进行改进,将燃料组件有效长度从3.7m增加到4.3m,核电站的电功率增加到1750MWe,换料周期为24个月,可利用率的目标为95%。安全系统的特点是利用蒸汽发生器二次侧卸压,以导出衰变热;在大破口失水事故时,一回路系统被低压安注泵注入的大量水淹没,破口出来的蒸汽被回路淹没水凝结。鉴于换料水池位于安全壳运转层上,即使低压安注泵失效,换料水池的水亦能依靠重力非能动地流入堆芯。安全壳通风系统的冷却水源采用多样化设计,以提高其可靠性。在主蒸汽管道破裂时,为了保证堆芯硼酸的注入,硼酸注入箱利用减压沸腾原理维持硼酸注入箱压力,可非能动地注入堆芯。

APWR⁺预计2007年报美国核监管委员会审批。

4) APR1400是在韩国标准两回路压水堆核电站(KSNP)的基础上发展起来的,电功率1450MWe,韩国标准核电站的原型设计是《系统80》,APR1400则相当于《系统80⁺》。

安全注入系统采用4系列反应堆直接注入方式;并通过安装在安注箱内的流量调节设备,在发生失水事故时,调节安注流量,有效地利用冷却水。采用安全壳内设置换料水池,将稳压器排放管路连接到换料水池,以及非能动氢复合器,熔融物堆内滞留及堆外冷却等缓解严重事故措施。

韩国计划在2010年后兴建四座APR1400。表1.1-17列出先进压水堆核电站的主要参数。

5) IRIS(International Reactor Innovative Secure)是国

际合作开发的一体化的小型压水堆,它具有显著的安全性、有吸引力的经济性,以及防核扩散性能,是过渡到第四代反应堆的可行的桥梁。IRIS的计划从1999年十月开始,2005年中完成核蒸汽供应系统的初步设计,2006年进行美国核监管委员会设计评审所必需的试验,2008年中完成设计,预期2012年得到最终设计批准书,大约在2015年开始部署。

图1.1-18示出IRIS的主回路设计,堆芯、控制棒及其驱动机构、8个螺旋管式的蒸汽发生器及其相联的8个全浸没式轴流泵,以及稳压器等全部主回路系统的主设备均安装在一个单一的容器内,即一体化设计。IRIS单堆电功率为335MWe,燃料组件采用标准的压水堆燃料组件,但其换料周期将延长到48个月。控制棒驱动机构拟采用内置式的,承压容器上不需要贯穿件及密封。顶部的稳压器具有相当大的容积功率比,不需喷淋装置,具有较好的压力瞬态控制特性。下降段具有1.7m的水层厚度,使容器壁面的快中子注量率下降5个量级,容器不存在辐照脆化的问题。IRIS可连续运行4年,每48个月进行一次停堆维修。IRIS具有很好的固有安全性,只需要少量的非能动安全系统,其堆芯损坏频率仅 10^{-8} ,大量放射性物质释放至环境的频率仅 10^{-9} 。

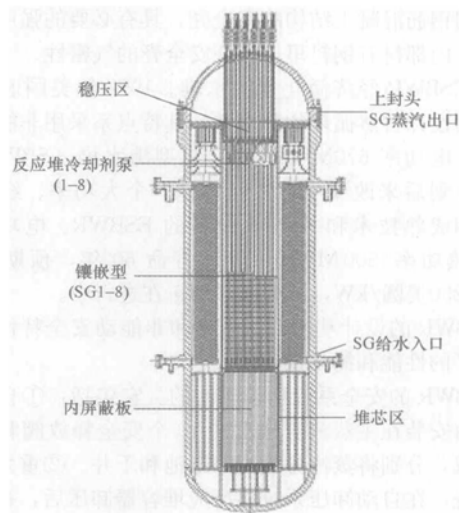


图 1.1-18 IRIS 的主回路

表 1.1-17 先进压水堆核电站主要参数

堆型	AP-1000	EPR	APR-1400	APWR/APWR ⁺
热功率(MW _{th})	3400	4500	4000	4450/5000
电功率(MWe)	1117	约 1600	1450	1530/1750
环路数	2(冷段 4)	4	2(冷段 4)	4
燃料组件	157	241	241	257
活性区高度(m)	4.27	4.2	3.81	3.66/4.27
线功率密度(kW/m)	18.7	16.37	18.4	16.4/15.8
进出口温度(℃)	280.7~321.1	295.6~327.8	291~324	280.2~325/284.3~326.7
环路流量(m ³ /h)	2×17 884	28 326	2×18 900	25 800
冷却剂压力(MPa)	15.5	15.5	15.5	15.4
蒸汽压力/温度(MPa/℃)	5.27/272.9	7.7/292.8	7.03	6.1/7.0
换料周期(月)	18~24	18~24	18	18~24

(2) 先进沸水堆核电厂。

1) ABWR 是改进型(先进)沸水堆,由美国通用电气公司、日本东芝公司和日立公司联合开发。已有两个机组在日本柏崎·刈羽核电厂建成,称柏崎·刈羽 6 号和 7 号机组,电功率 1315MWe,分别在 1996 年 12 月和 1997 年 7 月投产运行。ABWR 主要特点如下:

采用先进的燃料和堆芯设计。采用最新的锆衬垫燃料设计,以减少芯块—包壳相互作用,燃料棒沿轴向采用分区富集度布置,使轴向功率分布趋于均匀。采用内置式再循环泵,取消堆外再循环系统,简化了结构。再循环泵电机采用湿式结构,电机的绕组浸在水中,不需要轴密封。

采用电力—水力组合的控制棒驱动机构。正常运行时用精密电机驱动控制棒,而紧急停堆时利用液压驱动使控制棒迅速插入,从而实现快速停堆和精细调节的功能。

采用三个独立的应急堆芯冷却和余热排出系统,每个系统负责堆芯一个区。每个区都有一个高压和一个低压补水系统。三个高压补水系统中,两个为电动高压喷淋系统,一个为汽动隔离冷却系统。三个低压补水系统由余热泵及余热排出热交换器组成,又称低压堆芯淹没系统。

采用先进的数字化控制检测系统。

采用钢筋混凝土结构的安全壳,具有必要的强度,以承受压力,内部衬有钢衬里,保证安全壳的气密性。

2) ESBWR 经济简化型沸水堆。1992 年美国通用电气公司开始设计自然循环的沸水堆,其特点系采用非能动的安全系统,电功率 670MWe,称简化型沸水堆(SBWR)。这一开发计划后来改变了,转向设计一个大功率、经济规模的,采用成熟技术和 ABWR 设备的 ESBWR。电功率 1560 MWe,热功率 4500 MWth,设计寿命 60 年,预期基础价 1160~1250 美元/kW,许可证申请正在进行中。

ESBWR 的设计基于自然循环和非能动安全特性,以提高核电厂的性能和简化设计。

ESBWR 的安全系统是非能动的。它包括:①自动卸压系统,由安装在主蒸汽管道上的 10 个安全释放阀和 8 个卸压阀组成,分别将蒸汽排放到抑压池和干井。②重力驱动的冷却系统,在自动卸压系统将反应堆容器卸压后,补水靠重力流入容器。③分离的冷凝系统,它由 4 个非能动的独立的高压环路组成,每个环路有一台热交换器,在反应堆停闭和全厂失电后,蒸汽将在管侧冷凝,热交换器管束放在安全壳外的大水池中,通过自然循环导出余热,可以在 72h 内不需要操作人员干预。④非能动安全壳冷却系统,由 6 条安全相关的独立的低压环路组成,每个环路有一台热交换器与安全壳相通,凝结水及释放阀管线淹没在抑压池内,热交换器设置在安全壳外的大水池内,通过自然循环导出失水事故后安全壳内的热量,并维持 72h 运行。

(3) 先进坎度(CANDU)型重水堆(ACR)核电厂。

ACR 除继续保持 CANDU 型重水堆的水平压力管,不停堆装卸料,独立的低温、低压重水慢化回路等特点外,在设计上作了如下改进:①采用低富集度(1.65%)的二氧化铀燃料组件,新型的燃料组件(CANFLEX 型)棒束从 37 根增加到 43 根,平均线密度功率从 57kW/m 降到 51kW/m,使燃耗增加三倍,乏燃料减少 2/3;②采用轻水冷却剂回路,提高蒸汽的压力和温度,提高核电厂的热效率;③除了控制棒停堆系统外,还采用了在慢化剂中注入液态硝酸钆的第二停堆系统;④将轻水屏蔽水箱作为严重事故时的后备热阱;⑤全堆芯具有负的冷却剂空泡系数;⑥安全壳采用钢衬里预应力混凝土结构。加拿大正在进行 ACR-700 和 1000 的

开发,ACR-1000 预期 2014 年投入运行。

5.4 第四代核能发电

5.4.1 问题的提出

2000 年 1 月由美国、英国、瑞士、韩国、南非、日本、法国、加拿大、巴西、阿根廷等十国,以及欧洲联盟共同组成了第四代核能开发的国际论坛(GIF),会上讨论了第四代核能系统研究开发的国际合作,并于 2001 年 7 月签署了合作宪章。第四代核能系统预期在 2030 年前后可达到商业应用。

第四代核能系统具有挑战性的技术目标表现为四个方面:①可持续发展,要求充分利用核资源,减少核废物,特别是钢系元素的处置;②经济性,提高核电厂的发电效率和可利用率,降低建设成本和风险,以及核能的多种利用,特别是利用核能制氢;③安全性和可靠性,提高核电厂的固有安全性,增加公众对核能的信心;④防止核扩散,加强对恐怖主义的实体防卫。

2002 年 10 月 NERAC(核能研究顾问委员会)和 GIF 共同选定了下列六个第四代核能系统进行开发,它们是:

气冷快中子反应堆系统(GFR)

铅冷快中子反应堆系统(LFR)

熔盐反应堆系统(MSR)

钠冷快中子反应堆系统(SFR)

超临界水冷反应堆系统(SCWR)

超高温反应堆系统(VHTR)

5.4.2 第四代核能发电的主要类型

(1) 气冷快中子反应堆系统(GFR)。

GFR 系统应用快中子氦冷反应堆,采用闭合燃料循环,以便有效地增殖钚和管理钢系元素。GFR 可以利用裂变燃料和增殖燃料(包括铀富集工厂出来的贫化铀)。GFR 系统为一体系的设计,包括就地乏燃料处理和燃料再制造工厂。

GFR 采用氦气驱动的 Brayton 直接循环,其进出口温度为 490℃/850℃,压力为 9MPa,电厂净效率为 48%。GFR 单堆热功率为 600MWth,电功率为 288MWe。

燃料采用复合的陶瓷体燃料,密封包装的以碳化铀、钚(U,Pu)C 为内核或纤维的包覆燃料。同时亦可将碳化钢系或氮化钢系元素作成燃料。

(2) 铅冷快中子反应堆系统(LFR)。

LFR 系统应用快中子铅冷反应堆,采用闭合燃料循环,以便有效地进行增殖钚和钢系元素的管理。

LFR 采用铅或铅铋合金的易熔液态金属冷却反应堆,反应堆通过自然对流冷却,冷却剂的出口温度 550℃,可能提升到 800℃。

LFR 采用卡式堆芯,通过整个堆芯更换进行换料,其换料周期长达 15~20 年。小型的电池型的 LFR 核电厂其电功率为 50~150MWe,模块型的 LFR 电功率达到 300~400MWe,大型的单个核电厂出力达到 1200MWe。

Pb-Bi 电池型的燃料采用合金或氮化物,包壳采用铁;Pb-Bi 模块型的燃料采用合金,包壳采用铁;大型 Pb 冷的采用氮化物,包壳亦用铁,其平均燃耗均在 100~150GWD/t。

(3) 熔盐反应堆系统(MSR)。

MSR 系统是热中子到超热中子的反应堆。燃料为钠、锆、铀等氟化物的液态混合物。

熔盐燃料流经石墨堆芯的工艺管道,熔盐中产生的热量在中间热交换器中传到二回路,然后再经热交换器将热量传

递给能量转换系统,能量转换系统采用氦气驱动的 Brayton 循环。

MSR 系统的发电功率为 1000 MWe, 熔盐的进口温度为 565℃, 出口温度为 700℃, 当用作制氢时提高到 850℃, 热效率 44%~50%。

MSR 反应堆中可采用 ^{238}U 或 ^{232}Th 作为增殖燃料, 使用钍可得到较高的增殖比。采用 NaF/ZrF_4 熔盐的高铀系元素溶解度的 MSR 反应堆可用来燃烧长寿命的铀系元素。由于燃料采用熔盐的形式, 因此不需要燃料元件的再制作。MSR 系统设有净化系统, 用以去除熔盐中的裂变产物。

MSR 系统为闭式的燃料循环系统, 以便有效地利用铀和次铀系元素。

(4) 钠冷快中子反应堆系统 (SFR)。

SFR 系统的特点是钠冷快中子反应堆与闭式核燃料循环的组合, 用以增殖铀燃料和管理铀系元素。

全铀系元素再循环有两种选择: ①中间容量 (150~500 MWe) 的钠冷反应堆, 采用铀—钚—铀一次铀系元素—钍的金属合金燃料, 燃料循环基于热法冶金工艺, 燃料处理装置与反应堆设置在一起; ②大容量 (500~1500 MWe) 的钠冷快中子反应堆, 采用铀—钚混合氧化物燃料, 燃料循环基于先进的水法后处理工艺, 一个中心处理厂服务几个反应堆。

SFR 系统有较好的技术基础, 预期可在 2015 年前后建成。

(5) 超临界水冷反应堆系统 (SCWR)。

SCWR 系统的燃料循环有两种选择: ①开式燃料循环的热中子反应堆; ②闭式燃料循环的快中子反应堆, 以及全铀系元素再循环。

两种选择均采用高温、高压的水冷反应堆, 其运行参数高于热动力特性的临界点 (22.1 MPa, 374℃), 以达到热效率接近 44%。快中子 SCWR 采用先进的水法后处理工艺, 以实现铀系元素的再循环。

SCWR 的电功率 1700 MWe, 冷却剂进出口温度为 280℃/510℃, 冷却剂压力为 25 MPa。由于冷却剂在反应堆中没有相变, 因此能量转换系统相对较为简单, 可以利用已有的常规火电超临界技术。

燃料组件采用 UO_2 的芯块, 奥氏体或铁素体—马氏体不锈钢, 或镍基合金的包壳。

热中子和快中子超临界水堆的差别在于堆芯慢化剂材料的数量, 热中子堆需要额外的慢化剂材料, 而快中子堆则不需要。

SCWR 具有较小的冷却剂质量流速, 较小的冷却剂装载量, 没有沸腾危险, 不需蒸汽干燥器、汽水分离器、再循环泵和蒸汽发生器, 这将简化核电厂的系统, 并可缩小安全壳厂房。

(6) 超高温气冷堆系统 (VHTR)。

VHTR 系统采用热中子反应堆和一次通过式的铀循环。VHTR 开发的首要目的是高温工艺热的应用, 诸如高效的煤气化和热化学制氢。

VHTR 的热功率为 600 MWth, 氦冷却剂的进出口温度为 640℃/1000℃, 净热效率 > 50%。

高温气冷堆采用碳化硅的包覆颗粒燃料, 燃料温度 1200℃左右。超高温气冷堆采用 TRISO 燃料, 包覆材料改用碳化锆, 耐高温接近 1800℃。

6 受控核聚变

聚变能是两个轻原子核聚变成一个较重的核时释放的能量, 聚变反应堆用以实现受控核聚变反应, 其主要用途有: ①生产电能; ②生产裂变材料; ③利用聚变堆产生的高温制氢。聚变能开发最有现实意义的是氘—氘反应和氘—氚反应。海水中氘与氢核之比为 1/6700, 相当于 33 g/m³, 且较易提取。第一代聚变堆要采用氘氚燃料, 氚可以通过锂或 ^3He 吸收中子后得到, ^3He 在地球上极少, 锂目前的可开采量可维持百年以上的能源需求, 足可使用到氘氘聚变的年代。

聚变燃料氘和锂及其产物氦都不含毒性和放射性, 它们不排放温室气体, 亦不产生大气污染, 氚则带弱放射性。

6.1 受控核聚变的工作原理

为了克服轻核之间的排斥力, 需要将它们加热到几亿度的高温, 才能有较大的聚变反应概率。此时, 燃料以物质第四态——等离子体形态存在。此外, 要把这种等离子体足够长时间地约束在反应器中, 才能产生足够的聚变能量, 以补偿创造此条件所投入的能量。约束等离子体原则上有两种途径: 磁约束和惯性约束。

(1) 磁约束聚变。用磁场将等离子体约束起来, 离子将绕磁力线作螺旋运动, 以避免高温等离子体与器壁碰撞而损失能量。聚变产物中的带电粒子受到磁场的约束, 其能量将沉积在等离子体中, 以补充辐射、传导等损失的能量, 从而维持聚变所需的温度。中子携带的能量将逸出等离子体, 在聚变反应区外的包层中沉积, 由载热剂带走, 从中得到可利用的聚变能。

氘氚反应要求的等离子体温度约为 1 亿 K, 较氘氘反应低, 其等离子体密度 n 与能量约束时间 τ 的乘积约为 $3 \times 10^{20} \text{ s/m}^3$ 。

(2) 惯性约束聚变。用多路大功率激光束 (或离子束) 同时照射氘氘靶丸。靶丸外层迅速吸收能量形成薄的等离子体层, 表面材料蒸发形成的聚心反冲力将靶丸压缩至比固态高千倍以上的密度, 使中心达到聚变要求的高温; 聚变产生的 α 粒子能量又加热靶丸中心周围的氘和氚, 聚变反应向外传播。

用以驱动靶丸引发聚变的高能激光束或粒子束称驱动束。惯性约束聚变堆要求靶丸能量增益 G 达到 50~100, 其中 G 为聚变所释放的能量与驱动束能量之比。驱动束效率 η 和 G 的乘积要达到 10 以上, 其中 η 为产生的驱动束能量与输入的电能之比。

6.2 受控核聚变的开发

20 世纪 50 年代初开始磁约束核聚变的研究, 60 年代末苏联的托卡马克装置才在约束等离子体上取得进展。此后, 各国建造了一代又一代规模更大的托卡马克装置, 详见表 1.1-18。

衡量等离子体研究进展的重要参数——品质因子, 是聚变反应释放的能量与等离子体损失的能量的比值 (Q_{DT})。它与等离子体的密度 n 、能量约束时间 τ 、等离子体温度 T 的乘积成正比。 $Q_{DT}=1$ 时称能量得失相当, 点火无须外加功率, 依靠 α 粒子加热可维持等离子体温度。60 年代末苏联 T_3 装置上得到 Q_{DT} 值约为 10^{-9} , 而目前大实验装置上的 Q_{DT} 值已接近 1.0。

1985 年, 美国和苏联首脑会议倡议国际热核试验堆 (ITER) 研究, 概念设计和工程设计阶段已分别于 1990 年和 1998 年

表 1.1-18

世界大型托卡马克装置

装置名	所属国家或地区	小半径 (m)	截面拉长比	大半径 (m)	等离子体电流 (MA)	注入功率 (MW)	环向磁场 (T)	启动日期
JET	欧共体	1.20	1.8	2.96	7.0	40	3.5	1983.6
JT-60U	日本	0.90	1.7	3.0	6.0	40	4.8	1990
TFTR	美国	0.85	1.0	2.5	2.5	40	5.2	1982.12
TS	法国	0.70	1.0	2.4	2.0	25	4.5*	1988.4
T-15	俄罗斯	0.70	1.0	2.4	2.0	10	4.0*	1989.1
DIII-D	美国	0.67	2.0	1.67	3.0	30	2.2	1986.2
FT-U	意大利	0.31	1.0	0.92	1.6	10	8.0	1988.12
HL-1M	中国	0.30	1.0	1.02	0.35	1.5	3.0	1992
HT-7	中国	0.25	1.0	1.2	0.3	1.0	2.0 ^①	1996

① 采用超导磁。

完成。现在已成为欧盟、美国、俄罗斯、加拿大、日本、中国和韩国共同参与的一个面向未来的大型国际科技合作项目。2005 年确定在法国的卡德拉斯建造首座国际热核试验堆。

ITER 的目标是建造一个可自持核聚变的托卡马克聚变试验堆,以验证核聚变反应堆工程的可行性,并对实际应用核聚变能所需的要素进行试验。在 ITER 中,超导电磁线圈围绕一个环形容器,把等离子体限制和控制其中。当等离子体的温度、浓度、持续时间足以使等离子体内氘、氚进行聚变反应时,其聚变输出功率可达 500MW。

6.3 聚变实验装置

聚变实验装置分为两大类:磁约束聚变实验装置和惯性

约束聚变实验装置。

(1) 磁约束聚变实验装置。磁约束聚变实验装置都必须具有加热和约束高温等离子体的功能。一般由下述部件组成:①磁体,用于产生所要求的磁场位形。采用常规水冷磁体、低温液氮冷却及超导磁体,未来聚变堆将采用超导磁体。②真空系统,等离子体处于内真空中,有物质孔阑或磁孔阑将灼热内芯与室壁隔离。③加热部件有强流高能中性粒子注入线,强功率波发生器及传输耦合系统。④燃料补充设备。⑤氚处理系统。典型的磁约束聚变实验装置有托卡马克型,仿星器型等。表 1.1-19 给出世界其他聚变实验装置的情况。托卡马克是各种磁约束装置中等离子综合参数最高、最有希望建成聚变反应堆的实验装置。

表 1.1-19

世界其他聚变实验装置情况

装置名	所属国家	小半径 (m)	大半径 (m)	位形特征	主磁场强度 (T)	加热功率 (MW)	启动时间
W7-AS	德国	0.18	2.0	优化仿星器	3.0	5.5	1988.10
Heliotron-E	日本	0.2	2.2	螺旋器	2.0	8.0	1981
ATF	美国	0.27	2.1	扭曲器	2.0	5.0	1988.0
CHS	日本	0.22	1.7	紧凑仿星器	1.5	5.0	1989
U-2M	乌克兰	0.22	1.7	仿星器	2.4	5.0	1990
1HD	日本	0.65	3.9	超导螺旋器	3.0	50~80	1998.12
W7-X	德国	0.52	5.5	超导体仿星器	3.0	30	2002

(2) 惯性约束聚变实验装置。由驱动器、靶室、燃料微丸产生器及测量诊断设备组成。驱动器是最主要的部件,实际采用的大功率驱动器有激光驱动器、离子束驱动器。它们提供极高功率,极短脉冲的激光束或粒子束。靶结构对实现高效率聚爆及高能量增益有重大作用。激光聚爆实验研究已达到很高的水平,但离能量得失相当还有相当距离。

6.4 聚变实验反应堆

聚变实验反应堆是在聚变实验装置的基本组成部分上,加上堆的包层/屏蔽部件构成的。在托卡马克实验装置中,等离子约束位形的形成是与初步加热协调一致地完成的。套在真空室外面的多个产生环向磁场约束等离子体的环向场线圈(TFC),环向强磁场保证了宏观整体稳定性,环向电流既提供磁力线的旋转变换,又对等离子体进行欧姆加热。TFC 外面围着若干个同轴心的线圈环,它们产生约束等离子体的极向磁场,是构成托卡马克位形的关键因素,称为极向场线圈(PFC)。等离子体环的截面可以是圆,也可以设计成 D 形,ITER 具有拉长的等离子体。偏滤器位于装置真

空室内部的边缘区域,通过产生磁分界面将磁约束区与边缘区分开,逸出的粒子沿等离子体外边的磁力线收集到偏滤器靶板上,具有排热、控制杂质、排除氦灰等功能。ITER 磁场线圈采用超导体,需要足够的屏蔽,以防止来自堆芯的过量辐射损伤,为此设置了 TFC 的屏蔽层。

包层是聚变实验反应堆的关键部件,其有效厚度一般约为 0.5m。聚变中子携带的能量在这里沉积,由冷却剂带到堆外。中子与氚增殖剂的核反应,在这里产生氚以补给聚变燃料。在包层中还可利用聚变中子进行核燃料转换,如 U-238 或 Th-232 以生成 Pu-239 或 U-233 等易裂变燃料;还可以放置长寿命放射性核废物,以嬗变处理这些核废物。包层的材料组成主要是结构材料、氚增殖剂和冷却剂。结构材料有不锈钢、铁素体钢、钒基合金和陶瓷纤维复合材料等;氚增殖剂有液态金属锂、锂铅共熔体和各种含锂的固态氚增殖剂如 Li_2O 、 LiAlO_2 等;冷却剂可用水、氦气、液态金属锂和锂铅共熔体等。包壳的前端是面向等离子体的第一壁,通过该壁的聚变中子能流密度(MW/m^2)称中子壁负荷,它是聚变实验反应堆的一个重要参数。ITER 的中子

(14MeV) 平均壁负荷为 0.57MW/m²。

直接面对等离子体的部件，主要有包层的第一壁和收集等离子体余灰的偏滤器，为高热负荷部件。由于等离子体中的能量和粒子数量很大，约束时间短，打到部件表面上的能流和粒子流密度十分可观，约为 MW/m² 级。这些高热负荷部件的排热和材料选择是高难度的工程技术问题。国际热核反应堆（ITER）2008 年开始建造，2016 年将第一次获得等离子体，其后运行研究大约持续 20 年。图1.1-19示出 ITER 的模型。表 1.1-20 给出 ITER 的主要参数。

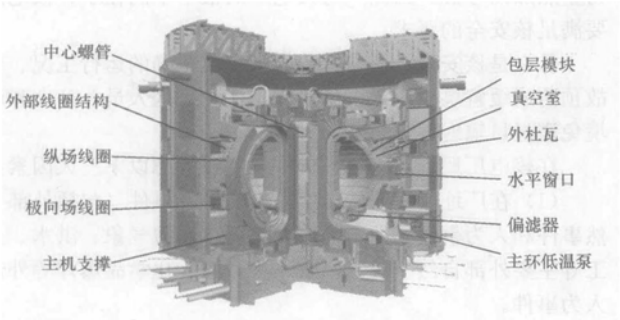


图 1.1-19 ITER 模型

表 1.1-20 ITER 主要参数

聚变功率	500MW
Q_{10} (聚变功率/加热功率)	≥ 10
14MeV 中子平均壁负荷	0.57MW/m ²
等离子体大半径	6.2m
等离子体小半径	2.0m
等离子体电流	15MA
纵场区域在半径 6.2m 处场强	5.3T
等离子体体积	840m ³
加热驱动总功率	73MW
燃烧平台	$>400s$

ITER 在正常运行情况下，对周围环境的附加放射性剂量释放将小于自然环境放射性本底剂量的 1%。在发生最坏的可预见事件时，附加放射性剂量仍低于周围环境的本底剂量。从技术上讲，即使在发生最坏的假设情况下，也不需要撤离公众。

ITER 在工程设计阶段，已花费了约 10 亿美元用于关键技术的研发，其中大部分用于 7 项关键技术，如磁场及中心螺管模拟线圈、真空室、包层和偏滤器模块、包层和偏滤器的遥控操作技术等。ITER 将花费 50 亿美元用于工程建设，50 亿美元用于运行，5 亿美元用于退役。

第 2 章 核电厂厂址选择

本章综合叙述核电厂厂址的特点和选择厂址所遵循的法规准则和标准,以及核电厂的选址程序。第 4 节核电厂厂址查勘中应关注的问题,其中在核电厂选址中具有特殊要求的地震地质、工程地质勘探、水文地质、气象人口分布,以及外部事件等的调查评估将在后面的章节中详细阐述。在核电厂厂址安全性分析与评估,以及核电厂对环境影响的分析和评估,报核安全监管当局及环保监管当局审批。第 11、12 节将对此作出详细阐述。

核电厂厂址选择,就是为核电厂选择合适厂址(厂区)的过程,包括针对有关设计基准的评定。所谓厂址(厂区),是具有确定的边界,在核电厂管理人员有效控制下的核电厂所有的领地。所谓有关设计基准评定,就是在设计中针对有关内、外部事件造成的危害(风险)在某一水平之下是可以接受的。所谓风险是指某一导致放射性物质释放的特定事件的发生概率与该事件辐射后果的乘积。因此,要做全面的风险分析,首先从始发事件分析开始按事故序列考虑其发展过程,并以概率表示;然后计算由于该事件导致放射性物质释放对个人和公众遭受的辐射照射。最终给出这个事件的风险水平。

由此可见,核电厂厂址选择工作是核电厂建造可行性研究中的一项重要工作,必须按国家基本建设项目程序的规定进行。

1 核电厂厂址的特点和基本要求

1.1 核电厂厂址的特点

核电与火电不同。火电燃煤、油、气,使用化石燃料。燃料在燃烧过程中释放大灰、碳(氮)氧化物和二氧化硫等物质,对环境造成不同程度的污染。核电“烧”可裂变物质如铀、钚、钍,它们在受控裂变过程中会产生大量放射性物质,辐射射线。为了把射线挡住,在辐射防护措施中主要是采用屏蔽,如使用铅、钢板、重混凝土、混凝土和水等材料,使贯穿辐射水平达到可接受水平以下;为了防止放射性物质泄漏,从系统设计和设备设计以及厂房设计上采用很多密封措施,同样使泄漏水平达到可接受水平以下。由此可见,在火电、核电厂正常运行情况下,核电是安全的清洁能源。

以 100 万 kW 级电厂为例,火电厂每年燃烧 300 万 t 标准煤。相当于一千万吨轮,每天要向火电厂运输一船煤。如果原煤产地又不在海岸附近,铁路运输量就可想而知了。相反,核电厂按三分之一制年换料方案,每年只需 24t 燃料,火车一节车厢就足够了。此外,燃煤电厂在厂区输煤运渣都需要占大块大块的地。核电厂则无须这套系统和设施。相对而言,核电厂厂址占地面积也较小。

由此可见,火电厂与核电厂最大的不同是,“锅炉”不一样。一个是核锅炉,一个是煤锅炉。若是锅炉出了问题,事情就会相当麻烦。常规电厂锅炉一般不会爆炸,即使爆炸除经济损失外,不会造成大面积人员伤亡或产生严重的后遗症。核电厂就截然不同,压水堆虽然不会出现堆芯爆炸,但

对它的防御需针对最大的假想事故。目前统一称超设计基本或称严重事故。核电厂厂址选择过程中,必须对这一事故作为重点加以考虑。因此,与火电厂的根本不同在于,核电厂要满足核安全的要求。

什么是核安全,核安全要做到完成正确的运行工况、事故预防或缓解事故后果,从而实现保护厂区人员、公众和环境免遭过量辐射危害。

在核电厂厂址适宜性评价中,主要考虑以下三大因素:

(1) 在厂址所在区域内所发生的外部事件(包括外部自然事件和人为事件)的影响。如地震、恶劣气象、洪水、土工等主要外部自然事件,以及飞机坠毁、化学品爆炸等外部人为事件。

(2) 可能影响释放出的放射性物质向人体和环境转移的厂址特征及其环境特征。核电厂对区域潜在影响及相关的厂址特征,包括放射性物质的大气弥散、放射性物质在地表水和地下水体的弥散、人口分布、水土利用和环境的放射性本底等。

(3) 与实施应急措施的可能性及个人和群体风险评价重要性有关的外围地带的人口密度、人口分布及其他特征。这些特征包括应急通道、不转移的群体、交通和通信能力等。

1.2 核电厂选址基本准则要求

1.2.1 总准则

(1) 必须调查和评价可能影响核电厂安全的厂址特征。必须调查运行状态和事故状态下可能受辐射后果影响的区域的环境特征。对所有这些特征在核电厂的整个寿期内予以观察和监控。

(2) 必须根据影响核电厂安全的自然事件和外部人为事件及各种现象的发生频率和严重程度,对推荐的核电厂厂址的安全性进行审查。

(3) 必须评价核电厂所在区域内影响核电厂安全的自然因素和人为因素在其预计寿期内可预见的演变,并在核电厂整个寿期内也必须监控这些因素,特别是人口增长率和人口分布特征。如有必要,必须采取适当措施,以保证总的风险保持在可接受的低水平。

(4) 必须对推荐的厂址和核电厂进行综合考虑以确定其设计基准外部事件。必须选择所有与重大的辐射风险有关的外部事件作为考虑事项,并确定其设计基准。由外部事件引起的辐射风险不应超过由内部事故所引起的辐射风险。

(5) 必须确定用于核电厂设计的有关外部事件的设计基准。对于一个外部环境事件(或事件的组合)来说,核电厂设计基准参数值的选择,应保证在发生设计基准事件时或之后能使与该事件(或事件组合)相关的安全重要构筑物、系统和部件保持其完整性,并且仍不丧失其功能。

(6) 对厂址全面评价后,如果证明所推荐的措施不能对设计基准外部事件所带来的破坏提供充分的保护,则必须认为该厂址不适合建造所推荐的核电厂。

(7) 在确定有关外部事件的设计基准时,应考虑它们与周围条件(例如水文、地质和气象条件)的组合。同时还应

考虑反应堆的运行状态。

(8) 调查和研究的结果必须形成详尽的文件,以供国家核安全部门的独立审查。

(9) 在分析所选厂址是否合适时,必须考虑新燃料、乏燃料及放射性废物的储存和运输等问题。

(10) 应考虑放射性排出流与非放射性排出流之间的相互作用的可能性。例如热或化学物质与放射性物质在液态排出流中的相互作用。

(11) 对每个推荐的厂址,还必须考虑包括厂址所在区域的人口分布、饮食习惯、土地和水的利用情况以及该区域其他放射性释放物所产生的辐射影响等有关因素,以评价核电厂在运行状态及事故状态(包括那些可能导致需要采取应急措施的事故状态)下对厂址所在区域的居民可能产生的辐射影响。

(12) 应尽可能在厂址选择过程的第一个阶段就确定该厂址总的装机容量。如果需要将核电总装机容量提到高于原先批准的水平时,必须对该厂址的适合性进行重新评价。

(13) 对于所有可能影响安全和确定厂址设计基准参数的活动,都必须执行质量保证大纲。

1.2.2 确定外部自然事件设计基准的准则

(1) 对推荐厂址,必须充分调查研究与设计基准自然事件有关的可能影响安全的所有厂址特征。

(2) 必须列举推荐厂址所在区域内可能存在或可能发生各种自然现象,并根据它们对核电厂安全运行产生影响的可能性进行分类。应采用这个分类来明确那些必须确定设计基准的重要自然现象。

(3) 必须收集厂址所在的区域内发生过的上述重要自然现象及其严重程度的历史资料,并认真分析其可靠性、准确性和完整性。

(4) 必须采用恰当方法为重要自然现象确定设计基准自然事件。必须证明这些方法与厂址所在的区域内特征及目前的技术水平是相适应的。

(5) 采用某一方法确定设计基准自然事件而应研究的区域范围,必须大到足以包括对确定设计基准自然事件及其特性有影响的所有特征及地区。

(6) 必须将重要自然现象表示为导出核电厂有关自然事件设计基准的输入项。

(7) 在确定设计基准事件时,必须采用该厂址的特定资料;对无法获得的资料,则可采用与该厂址所在区域相类似的其他区域的适用的数据资料。

1.2.3 确定外部人为事件设计基准的准则

(1) 对于推荐厂址,必须充分调查研究可能影响安全的与设计基准外部人为事件有关的所有厂址特征。

(2) 必须查明核电厂厂址所在区域内在某些情况下存在的可能危及核电厂安全的设施和人为活动,并应根据其影响安全的严重程度予以分类。并且应当采用这个分类来明确那些用于确定设计基准的重要人为事件。必须考虑在土地利用方面可预见到的重大变化,例如现有设施和人为活动的发展或有高度危险性的设施的建造等。

(3) 必须收集有关上述重要人为事件的发生频率和严重程度的资料,并分析其可靠性、准确性和完整性。

(4) 必须采用恰当的方法确定设计基准人为事件。必须证明这个方法是与厂址所在区域的特征及目前的技术水平是相适应的。

(5) 必须将每一重要人为事件表示为导出核电厂有关人为事件设计基准的输入项。

1.2.4 确定核电厂对区域潜在影响的准则

(1) 评价核电厂在运行状态和可能导致需要采取应急措施的事故状态下对厂址所在的区域的辐射影响时,在考虑核电厂及其安全设施的设计后,必须恰如其分地估计预计的或潜在的放射性物质的释放。评价厂址时,通常把这些放射性释放物作为辐射源项看待。

(2) 必须评定从核电厂释放的放射性物质可能到达并影响人的直接和间接的途径,在进行这种评定时,必须考虑区域和厂址的异常特征,并必须特别注意生物圈在放射性核素积累和输运中的作用。

(3) 必须考查核电厂设计和厂址之间的关系,以保证将由源项所确定的放射性物质释放给公众和环境带来的辐射风险降低到可接受的程度。

(4) 核电厂设计必须能补偿其所在区域所造成的任何不能接受的影响,否则必须认为该厂址是不合适的。

1.2.5 考虑人口因素和应急计划的准则

(1) 必须对推荐厂址所在区域进行调查研究,以评价目前可预见的将来该区域的人口特征和分布情况。这种调查研究必须包括对该区域目前和将来的土地和水的利用的评价,并且必须考虑可能影响放射性释放物对个人和群体的潜在后果的任何特有特征。

(2) 在人口特征和分布方面,厂址与核电厂的组合必须满足:

1) 核电厂在运行状态下对居民的辐射照射保持在合理可行尽量低的水平,在任何情况下都符合国家的规定。

2) 在事故状态(包括那些可能导致需要采取应急措施的事故状态)下对居民造成的辐射风险低到可接受的水平,并符合国家的规定。

对厂址进行全面评价之后,如果证明无法采用适当的措施以满足上述要求时,则必须认为该厂址不适合于建造所推荐的核电厂。

(3) 考虑到对公众的潜在辐射后果和执行应急计划的能力,以及可能妨碍执行应急计划的任何外部事件的影响,必须在推荐厂址的周围建立外围地带。在核电厂开始建造前,必须确定在核电厂运行前在外围地带不存在妨碍制定应急计划的根本问题。为了恰当地执行这个要求,必须做到如下两点。

1) 采用合适的特定厂址参数对事故状态(包括严重事故)的放射性物质释放合理地作出评价。

2) 评价应急计划的可行性,评价时要考虑下述与厂址有关的因素:

① 人口密度和分布、离人口中心的距离、在紧急事件中难以隐蔽或撤离的居民组(例如在医院或监狱内的人员或放牧人群)以及在核电厂预计寿期内上述各项的变化;

② 特殊的地理特征,例如岛屿、山地地形、河流、当地的运输和通信网络的能力;

③ 外围地带和区域的经济、工业、农业、生态和环境特征(在事故后的中、长期内快速评价有关放射性物质的沉降)。

2 核电厂厂址选择的法规、导则和标准

2.1 核安全规定及导则

从核电厂厂址特性与要求出发,厂址选择首先应满足国家核安全局颁发的厂址选择规定和导则的要求。它们是:

HAF 101(91) 核电厂厂址选择安全规定

HAD 101/01(94) 核电厂厂址选择中的地震问题

HAD 101/02(87) 核电厂厂址选择的大气弥散问题
HAD 101/03(87) 核电厂厂址选择及评价的人口分布问题

HAD 101/04(89) 核电厂厂址选择的外部人为事件
HAD 101/05(91) 核电厂厂址选择中的放射性物质水力弥散问题

HAD 101/06(91) 核电厂厂址选择和水文地质的关系
HAD 101/12(90) 核电厂的地基安全问题

HAD 101/07(89) 核电厂厂址查勘
HAD 101/08(89) 滨河核电厂厂址设计基准洪水的确定

HAD 101/09(90) 滨海核电厂厂址设计基准洪水的确定
HAD 101/10(91) 核电厂厂址选择的极端气象事件(不包括热带气旋)

HAD 101/11(91) 核电厂设计基准热带气旋

在上述标准导则中, 关键的 HAF101 “核电厂厂址选择安全规定”, 正在被国家核安全中心起草的 “核设施厂址评价安全规定” (2006 年 3 月, 征求意见稿) 所替代。在该规定编写说明中指出: 《本规定是与 2004 年发布的 HAF102 核动力厂设计安全规定》、HAF103 《核动力厂运行安全规定》配套的, 是对 HAF101 《核电厂厂址选择安全规定》的修订, 其目的是充分吸收国内外核设施厂址评价实践和新技术的成果, 使核设施厂址评价的安全要求与之相适应, 以达到保护公众和环境的核安全目的; 与 1991 年版规定比较, 发生较大变化的内容有:

1) 适用范围从核电厂扩大到核燃料循环等核设施。但是, 考虑不同核设施之间风险水平不同, 在規定中对不同核设施厂址评价的详细程度和调查范围提出了较灵活的原则, 在通常情况下核动力厂址评价要求最高。

2) 对于外部自然事件和外部人为事件的评价中, 涉及厂址可接受性方面的内容未变。但将原规定中的设计基准改用相关危险性来描述。除了反映了国际上厂址评价技术的进展及概率评价方法的广泛应用外, 还与 HAF102 中要求应用 PSA 相关。因此, 在调查资料中有关危险性分析参数是必需的。

3) 新规定中增加了 “质量保证” 一章。

总之新规定的要求与我国目前的做法存在一定的差异, 集中反映在我国以前的厂址评价中以确定论方法为主, 概率评价方法仅在一些外部事件评价中得到部分应用。但是, 作为设计基准通常以确定论结果为主。读者应密切关注新规定的发布和实施导则中一系列的变化。

除上述系列厂址选择规定及导则外, 相关核安全规定及导则还有:

HAF 102 (04) 核动力厂设计安全规定

HAF 103 (04) 核动力厂运行安全规定

HAF 104 (91) 核电厂质量保证安全规定

HAF/J 0001 (91) 核电厂厂址选择中的剂量评价

HAF/J 0067 (97) 核电厂可行性研究阶段厂址安全分析报告的格式与内容

国务院办公厅 124 号令 核电厂核事故应急管理条例 (93)

2.2 国家标准

核电厂厂址选择中, 除满足核安全规定的要求外, 还必须满足下列国家标准:

GB 18871(02) 电离辐射防护与辐射源安全基本标准

GB 6249(86) 核电厂环境辐射防护规定

GB 3095(96) 环境空气质量标准

GB 3097(82) 海水水质标准

GB 3838(02) 地面水环境质量标准

GB/T 50294(99) 核电厂总平面及运输设计规范

GB 50267(97) 核电厂抗震设计规定

NEPA-RG 核电厂环境影响报告书的内容与格式

2.3 数值规定

在 GB 6249 规定中有原则要求和数值规定。如核电厂周围应设置非居住区、居住区外设限制区以及距 10 万人口以上的城镇和百万人口以上大城市的市区发展边界, 应分别保持适当的直线距离。具体规定了以反应堆为中心, 非居住区半径不得少于 0.5km, 限制区半径一般不得少于 5km。以往在厂址选择的工作过程中, 提出限制发展区内最好没有万人以上的城镇, 距 10 万人口城市直线距离不小于 10km, 距百万人口以上城市直线距离不小于 30km 的内部控制值。

同样, GB 6249 规定, 每座核电厂气载和液体放射性流出物年排放量一般应低于下列控制值:

惰性气体	$2.5 \times 10^{15} \text{ Bq}$
碘	$7.5 \times 10^{10} \text{ Bq}$
粒子	$(T_{1/2} > 3\text{d}) 2 \times 10^{11} \text{ Bq}$
液态氚	$1.5 \times 10^4 \text{ Bq}$
其余液态核素	$7.5 \times 10^{11} \text{ Bq}$

并规定, 正常运行每座核电厂放射性物质释放对公众任何个人 (成人) 所致有效剂量当量, 每年应小于 0.25mSv; 在发生最大可信事故条件下, 非居住区边界上的任何个人 (成人) 在事故发生后 8h 内有效剂量当量不大于 0.25Sv, 甲状腺剂量当量不大于 2.5Sv; 在事故的整个持续时间内 (可取 30d), 在半径 80km 范围内公众集体有效剂量当量必须小于 2 万人 Sv, 集体甲状腺剂量当量必须小于 2 万人 Sv。

我国采用了国际原子能机构推荐的干预水平, 即适用于事故初期的干预水平和适用于事故中期的干预水平, 分别列在表 1.2-1 和表 1.2-2 中。

表 1.2-1 事故初期的干预水平

防护措施	剂量 (mSv 或 mGy)	
	全身	甲状腺及其他单一器官
隐 蔽	5~50	50~500
服用稳定性碘	5~50	50~500
撤 离	50~500	500~5000

表 1.2-2 事故中期的干预水平

防护措施	预计第一年内的待积剂量当量 (mSv)	
	全 身	单一器官
控制食物和饮水	5~50	50~500
避 迁	50~500	不预先规定

必须指明, 干预水平给出的是一个范围, 当剂量高于干预水平上界值时, 采取相应的应急行动是必要的; 剂量低于干预水平下界值时, 则一般无须采取应急行动; 剂量在上、下界值之间时, 可根据实际情况包括事故性质、预计发展趋势、人口密度及分布、气象条件, 以及道路、运输工具等, 决定是否立即采取相应的应急行动。

除辐射安全标准有具体数值规定外, 从核电厂排出的余

热, 化学有害物质等, 均需满足国标 GB 3097、GB 3095 和 GB 3838 的规定, 在此不一一列出。

此外, 选址中还要考虑非核安全相关因素, 它们往往在经济合理性方面也起着重大的作用。例如:

- 1) 电力需求, 厂址是否靠近负荷中心。
- 2) 取排水方案不同, 特别是取水距离长短及对长期运行影响的费用, 也是不可忽略的。
- 3) 是否占用良田, 征地移民, 也需要从政策面加以考虑。

2.4 标准技术术语

为了对核电厂厂址选择工作内容范围界定清楚, 掌握下列技术术语是很重要的:

厂址。具有确定的边界, 在核电厂管理人员有效控制下的核电厂所在领域。

厂址选择。为核电厂选择合适厂址的过程, 包括针对有关设计基准的评定。

可能厂址。在厂址选择准备工作阶段, 经过区域分析和图上选点筛选出来的厂址。

候选厂址。在厂址查勘阶段经过对多个可能厂址的现场踏勘工作筛选出来的厂址。

优选厂址。在初步可能性研究阶段经过对多个候选厂址的全面详细对比分析和排序筛选出来的厂址。

优化推荐厂址。在可行性研究阶段经过对优选厂址的评价申请环境保护部审批的厂址。

筛选距离值。用于初步筛选目的的距离值, 超出这个距离值的外部人为事件的特定类型的潜在危险源可不考虑。

筛选概率水平。某一个特定类型的有影响事件的事件发生概率值, 低于这个概率值的某一事件在初步筛选时可不考虑。

非居住区。在该区内不得有常住居民, 并受核电厂控制的区域。

限制发展区。紧邻非居住区, 在该区内要限制人口大量机械增长, 对水土利用和人口密度及其分布, 都需考虑采取应急措施的可能性, 凡不易搬迁、撤离或对核电厂导致不可接受外部事件的企事业单位应有限度地限制发展。

能动断层。在地表或接近地表处有可能引起明显错动的断层。

地表断裂。在一次地震过程中, 有断层两侧的差异运动而产生的地表永久性位错或撕裂。

最大可能洪水。被认为是合理的、最严重的、可能发生的假设洪水 (表征为洪峰流量、总量和过程线形状), 其依据为可能最大降雨结合其他对最大洪水径流有影响的水文因素, 例如连续风暴和融雪。

可能最大风暴潮。由热带气旋、可能最大温带风暴或可能最大飑线所产生的假设风暴潮。

热带气旋。是由直径 100km 或数百千米的旋转湿热空气团所构成的。根据它的强度及其发生的地区而具有不同名称。由热带气旋发展到台风, 甚至由台风再发展到飓风。

龙卷风。龙卷风为强烈旋转的空气柱, 并伴有风暴。海龙卷与陆龙卷相似, 但它往往发生在大的水体上面, 而且是在更均匀的大气条件下生成的。龙卷风对核电厂建构筑物通过下列因素可能造成破坏:

- 1) 极高风速的冲击。
- 2) 龙卷风中心通过时产生的突然压力差 (可高达 20kPa, 如果建构筑物不能充分通过内外压差风速平衡, 就可能引起爆炸)。

3) 龙卷风产生飞射物对核电厂建构筑物和设备的撞击。

最终热阱。接受核电厂所排出余热的大气或水体, 或两者的组合。

核安全。完成正确的运行工况、事故预防或缓解事故后果从而实现保护厂区人员、公众和环境免遭过量辐射危害。

核电厂事故 (事故状态)。为事故工况和严重事故两类状态的统称。

严重事故。严重性超过事故工况 (在设计基准条件下采取措施的事故) 的核电厂状态, 包括造成堆芯严重损坏或大量放射性物质释放的状态。

3 核电厂选址程序

核电厂厂址选择工作是核电厂建造可行性研究中的一项重要工作, 必须按照基本建设程序进行。

在基本建设设计和勘察工作管理暂行办法中规定, 基本建设项目立项前必须做到初步可行性研究, 在下达建设项目计划之前, 必须做可行性研究。

按照建设项目初步可行性研究和可行性研究的内容规定, 厂址选择工作程序及工作内容大致如框图 1.2-1 所示。

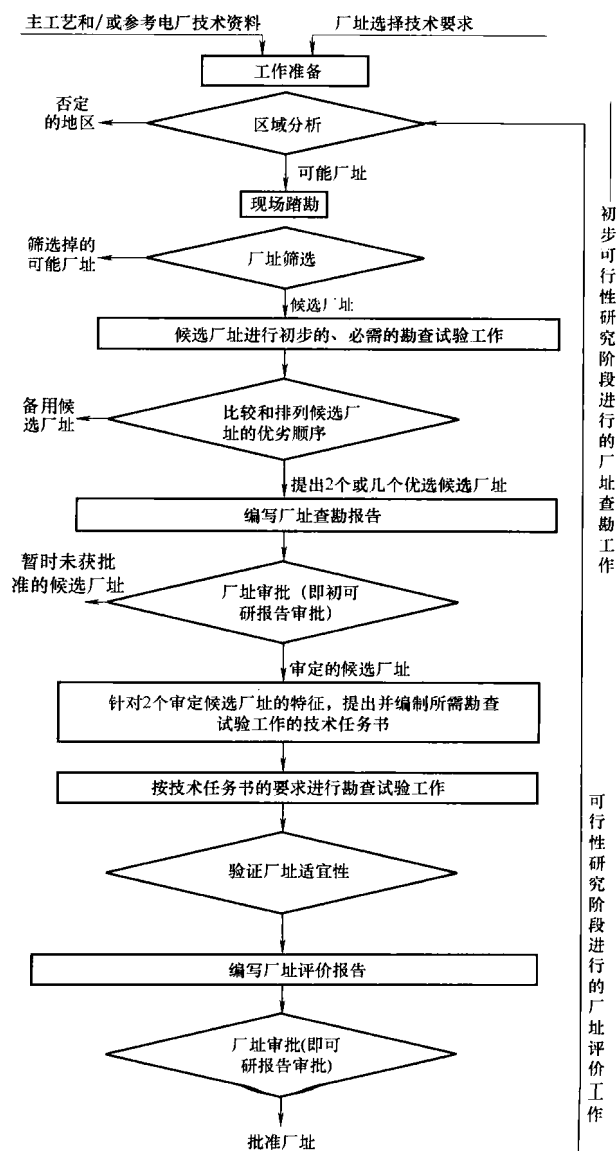


图 1.2-1 核电厂厂址选择基本程序

3.1 初步可行性研究阶段

在初步可行性研究阶段,核电厂厂址选择要根据建设规模大小、反应堆类型不同、电力需求及负荷中心位置、滨海或滨河、环境状况以及建设方针和业主要求等条件,根据核电厂厂址选择规定和导则要求,进行认真准备。包括选择有资质的设计咨询单位,或组建队伍(应包括反应堆总体设计人员,以及地震、地质、水文、气象、环保及总平面布置等具有经验的专业技术人员),特别需要有核电厂核安全和核辐射安全等知识水平较高的专家,以便在整个核电厂厂址选择和评价过程中发挥作用,达到满足选厂条件、核安全的要求,实现保护公众和环境的目的。

在初步可行性研究阶段,通过区域分析,利用可否原则或称淘汰原则,排除存在有颠覆性因素的厂址,如地质结构不稳定,存在地表活动断层,或大地震区,或无冷却水源,以及存在不可搬迁的大型军事和工业设施、大型矿藏;利用回避原则,如距大城市距离近、外围地带带有军用靶场,或附近有机场、大型弹药库,或省级以上文物保护单位、风景游览区、大型奶牛、奶羊、水生生物养殖场等。尽管可以进行详细评价,但在区域分析时,以暂时躲开为宜。

经过区域分析,可以规划出建厂的可能厂址一、二、三等几个,甚至六、七个不等。在此基础上,进行现场踏勘,广泛收集资料,进行筛选。筛选内容包括全部建厂条件,见表 1.2-3。

表 1.2-3 厂址选择内容

厂址名称		厂址 1	厂址 2	厂址 3	厂址 4
建厂条件					
可用地条件	厂址容量(机组数)				
	土石方量				
	挖填方最高边坡				
	占地移民数量				
交通运输条件	厂外运输方案				
	距最近干线距离				
	车站、码头建设条件				
冷却水供水条件	冷却方式(水量保证)				
	取排水方案				
	提水高度				
	输水干线长度				
淡水供应条件 (滨海厂址)	水源条件				
	输水干线距离				
排水条件	受纳水体类型、特征				
	最枯流量、延续天数				
	平均流量、延续天数				
输变电条件	输电距离				
	距 500kV 变电站距离				
	出线条件				
气象现象	常规气象要素				
	极端气象现象				
地表断裂现象	距最近已知断裂带距离				
	距厂址最近的最大历史地震震级				

续表

厂址名称		厂址 1	厂址 2	厂址 3	厂址 4
建厂条件					
地震条件	距厂址最近的最大历史地震震级				
	最大历史地震距厂址距离				
	地震基本烈度				
	地面运动水平加速度				
地基条件	地基土类别				
	地基稳定性条件				
外部人为事件	可能有影响的水工构筑物				
	最近的军事设施及特征				
	最近的机场及特征				
	最近的民用飞机航线				
	最近的铁路、公路及航线				
	最近的操作、储存危险品距离				
人口分布条件	厂址半径 30km 人口密度、距百万人口城市距离、距 10 万人口城市距离、距万人以上城镇距离				
与厂址特征有关的工程投资	场地准备费,交通运输设施建造费,取排水设施建造费,输配电设施建造费,排洪、护坡及防波堤等防护费用,抗震附加费用				
与厂址特征有关的运行费用	年提水费用,年输电功率损耗费用,其他有关费用				

经过筛选,并结合技术条件和规划需求及业主要求,从可能厂址中选择不少于 2 个,最好 3 个称之为候选厂址的厂址。

对于编入初步可行性研究报告中的候选厂址,还必须完成下列三份报告:

- 1) 选址阶段的环境影响评价报告,以评价候选厂址的初步适宜性。
- 2) 选址阶段厂址安全性分析报告,以评价核电安全可接受性水平。
- 3) 完成厂址查勘报告,包括必要的勘查试验工作及结果,以便判断厂址条件的可靠性及完整性。

3.2 可行性研究阶段

由选址基本程序框图可见,在可行性研究阶段,主要对候选厂址按选址技术要求和选厂规定开展各项试验工作和进一步的详细调查工作。工作主要方面是地质地震、水工和给排水以及环保工作;工作的重点紧紧围绕着厂址选择中的安全评价。最终给出经过优化考虑的写在可行性研究报告中的推荐厂址。

一座核电厂厂址选择中的技术要求(任务书)见表 1.2-4 和表 1.2-5。

表 1.2-4 初步可行性研究阶段专题查勘项目

1	候选厂址远场 1:20 万构造地质编图
2	候选厂址邻近地区 1/5000 地质剖面测量
3	候选厂址及其周围地区深部构造研究及卫星片解释
4	候选厂址半径 5km 范围陆域 1/5 万区域地质测量
5	候选厂址半径 5km 范围陆域 1/5 万浅层物探工作
6	候选厂址第四纪盆地浅层物探工作
7	候选厂址近场重力资料处理及断裂解释
8	候选厂址厂址及区域断裂活动性鉴定工作
9	候选厂址地震烈度综合研究工件
10	厂址为验证低速带的地质解释初步钻探
11	厂址区域人口调查
12	厂址区域土地和水源利用调查
13	厂址区域人类活动及外部人为事件调查
14	海洋水产资源及水生态概况调查报告
15	厂址区域污染气象条件分析
16	环境放射性本底调查
17	公众健康调查报告
18	电厂运行的环境影响
19	电厂事故的环境影响

表 1.2-5 可行性研究阶段研究项目

1	海洋水文气象观测
2	海洋水文气象资料统计分析计算
3	厂址地区极端气象事件调查
4	可能最大风暴潮分析计算
5	PMP 分析计算
6	常规气象资料统计分析计算
7	海洋水文气象观测周年站延长一年
8	冷却水数模、物模及低放数模
9	陆域工程地质形测量
10	海域工程地质勘测
11	陆域工程地质勘测
12	陆域工程地质勘测
13	水文和工程地质勘测
14	厂址 5km 范围水文地质调查与测绘
15	厂址 5km 和 25km 范围地质编图
16	微震精定位和显震目录
17	海水淡水水质分析
18	厂址区域环境、外部人为事件调查及噪声本底水平测量
19	厂址区域大气弥散条件研究
20	厂址周围海域生态概况和水产资源调查

围绕厂址安全，针对评价外部事件需开展的工作如表 1.2-6 所列，并需一一给出结论性意见。

表 1.2-6 安全可靠性评价所需考虑的外部事件

外部自然事件	地震	地震强度：地震烈度、地面加速度
		地震次生灾害影响：地表断裂、斜坡稳定性、地面塌陷、隆起、砂土液化、黏土溯流、海、湖涌
	洪水	淹没、冲毁取、排水和输水设施、冲刷地基、岸坡
	气象	龙卷风、台风、冰雹、暴雨、雷击、干球和湿球空气温度
	工程地质	地质结构：断裂分布、特征、断裂活动性、新构造活动
		岩体结构：结构类型、结构面特征、成层厚度、胶结特征、岩体力学
		基土特性：基土物理力学性质、湿陷性土、膨胀性土、可溶性土、软塑性土
		不良物理地质：场地稳定性、岸坡稳定性、山坡稳定性、泥石流、岩溶（喀斯特）、人工洞穴（如采空区）、不均匀沉降或隆起
		不良水文地质、地下水位升高、地下水位降低、水质变化

续表

水工建筑 物影响	水库诱发地震、水库蓄水引起地下水位升高、岸边再造
	水库破坏：淹没、冲毁设施、冲刷地基、岸坡、地下水水位降低
外部人为事件	飞机坠毁、碰撞
	化学品爆炸
	邻近企业的有毒、有害气体
	邻近企业排出的易爆、易燃气云
	邻近军事设施
	大面积抽取地下水引起地面沉降
	向地下大面积注水引起地面隆起
	大面积的浅层油、气采集区的特征
	影响安全冷却水源的可供供水流量
	其他不可预见的外部人为事件

总之，在可行性研究阶段，对于采用成熟技术的核电厂建设项目，其前期工作的重点是厂址选择工作。

4 核电厂厂址查勘

4.1 厂址查勘的目的

厂址查勘的目的是在所考虑的区域确定一个或几个对设置核电厂适宜性具有高概率的优先候选厂址。

厂址查勘的程序如图 1.2-2 所示。

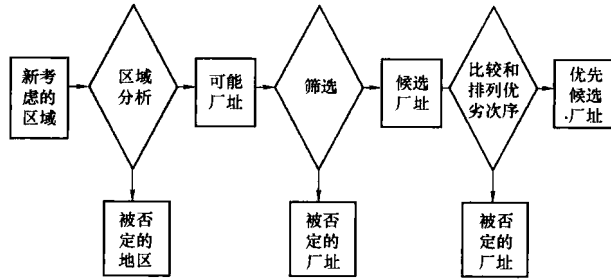


图 1.2-2 厂址查勘程序示意

图 1.2-2 中所列“所考虑的区域”系指一个行政区，或一个供电区，或一个由地理特点限定的区域。在这个足够大的区域中适度开展厂址的选择工作。

在厂址查勘中，第一步先开展区域分析以查明可能条件。区域分析的特点主要与区域关系密切，应用简单准则即可判断可否的特征参量，例如与核安全关系比较密切的地表断裂、火山活动和区域地震、人口密度等；此外与非安全相关的，还有场地大小、冷却水源、电力负荷及输变电等。以排除所谓“具有颠覆性”环境条件的地带，即有可能成为“可能厂址”的地带。在查勘报告中确定多个大范围厂址，就是可能厂址。

上述工作，当对核电有需求要求时即可开展，有时称选择的前期工作，也就是在初步可行性研究工作之前就可开展。

作为候选厂址是对可能厂址进行筛选的结果。此时考虑的是区域分析中尚未考虑的厂址特征，以及对那些已经考虑但不够精细的全部厂址特征进行深入研究。进行场地踏勘和一些简单的野外考察，收集更多资料，从技术和经济方面进行比较，暂时排除部分可能厂址。这项工作一般在初步可行性研究中开展，比较常用的方法采用适宜性标度，进行厂址适宜性因子的处理。例如，有关地震特征标度可以按当地历史地震烈度为 5、6、7、8 等分为标度因子为 4、3、2、1，

即将 5~6 度为 4、6~7 度为 3, 依此类推。把这种标度集中处理, 用厂址适宜性公式表示为

$$\text{厂址适宜性} = \sum_{i=1}^N F_i W_i$$

式中: F_i 为特征 i 的标度; W_i 为特征 i 的权重因子。

当处理差异、比例标度时, 要考虑其独立性, 即每个适宜性因子的值不得依赖于其他特征的因子。

4.2 核安全相关厂址特征及判别准则

4.2.1 地表断裂

地表断裂影响具有“一票否决”的作用。因此, 凡靠近已知能动断层的厂址应予以否定。到可疑能动断层的距离是筛选和选择厂址的一个重要因素。

1) 在区域分析以查明可能厂址时, 要收集区域地质图(包括地层资料的图件)、构造图、区域地球物理图(标明重力异常、磁力异常)和卫星照片。

否定准则: 否定在给定距离内有已知能动断层通过的地区, 而这个距离又取决于断层的类型以及与断层相关的最大潜在的地震的震级水平。

2) 在筛选可能厂址时, 要收集航测照片、当地的地质图、当地的地球物理资料和初步地质勘察的结果。

否定准则: 在较详尽的资料基础上, 对距已知的能动断层某一给定距离内的厂址应予以否定。对距可疑能动断层在给定距离内的厂址, 要用适宜性因子给该厂址一个低的等级。

3) 在比较候选厂址时, 还要收集更多的资料, 包括厂址地质勘察结果及规定的地质调查, 厂址地区的地震勘察(在特殊情况下进行), 以及低空拍摄的航测照片的判释结果。

比较准则: 根据详细资料和考虑主要能动断层的实际分支断裂, 否定部分厂址。

4.2.2 地震活动性

地震活动性相对高的地区, 在区域分析时通常予以否定。在一般地震区, 根据可能影响每个厂址的地面震动强度来筛选可能厂址, 在此基础上筛选和比较候选厂址。

1) 进行区域分析时收集下列资料: 区域地质图, 包括载有地层资料的图件; 构造图; 区域地球物理图; 卫星照片; 历史地震目录; 历史地震等震线; 地震区划图。

否定准则: 凡历史上发生过超过在技术判断基础上选定的某一烈度值的地震地区应予以否定。

2) 进行筛选可能厂址时, 要收集厂址地质勘察报告及在厂址上所作野外工作成果, 航测照片判评, 判评基准地面运动所需资料, 以及初评在电厂寿期内预计地面运动所需的资料。

否定准则: 受到非常严重的地面运动的厂址应予以否定。

在实际工作中, 尽量避开强地震地区, 对中等地震区, 可用简化方法估计在核电厂寿期的一段时间内发生的地面运动, 进行筛选。

4.2.3 地下岩土层的适宜性

通常在候选厂址阶段, 只根据用作地基的地下岩土层做适宜性比较。

在选择候选厂址时, 在厂址踏勘基础上, 由专家们按厂址具有适宜地基特性的概率提出半定量判断。进一步工作, 则是利用适宜性因子进行详细比较。

4.2.4 火山活动

在火山活动区域, 以及紧邻可能活动火山的地区, 在区

域分析时常予以否定。

在区域分析时, 主要根据区域内历史上火山现象目录资料, 区域内火山活动规模的资料进行判断。凡离活火山或可能活火山某一保守距离内的厂址应予以否定。我国目前尚未遇到此类问题。

4.2.5 洪水泛滥

1) 在区域分析时否定受高洪水位影响严重的地区。可根据受洪水影响的严重程度筛选厂址, 优先选用受洪水影响较小的厂址。

对于滨海厂址, 在进行区域分析时, 要收集海洋水文资料、水文资料、各种原因引起的沿海洪水的历史资料、海啸资料(包括震源)、航测照片及地形资料和卫星照片等。

否定准则: 根据历史资料的包络线, 或以风区和风速作为变量的经验公式粗略估算由风暴潮和波浪形成的整个海岸线的洪水水位, 海啸引起的洪水水位则按与区域类似海岸进行比较估算。处于由波浪、风暴潮、海啸、假潮和水情作用引起的非常高洪水位地区, 应予以否定。

2) 在进行筛选厂址时, 还要收集邻近地区有关风暴潮和海啸的历史资料(包括震源资料), 以及历史上热带气旋的系统资料和波浪的统计资料。

否定准则: 可用参考洪水水位与适宜性因子进行筛选, 可能要与工程措施相关联, 优先选择那些较低的设计基准洪水水位的厂址。

3) 对于滨河厂址, 进行区域分析时要收集有关洪水、降水量和河道变迁的历史资料、地区航测照片、卫星照片, 以及挡水构筑物的资料。

否定准则: 利用洪水等高线, 通常假定上游堤坝溃坝。对高洪水位地区一般应予以否定。

4) 筛选厂址时, 还要进一步收集可能厂址的地形和挡水构筑物的资料, 以及河道断面形状和流域气象资料。

否定准则: 同样按适宜性因子, 根据更详细的资料, 对受高洪水位影响的厂址应予以否定。

4.2.6 极端气象条件

根据极端气象条件, 如热带气旋、龙卷风等有所发生并且非常严重的区域, 可否定某些受影响的地区。

1) 进行区域分析时, 要收集表明给定重现期的龙卷风或(和)热带气旋的强度图、区域气候资料及历史龙卷风和热带气旋目录。

否则准则: 与核电站寿期具有同量级的重现期或热带气旋, 且遭受非常严重的龙卷风或热带气旋冲击的地区应予以否定。

2) 筛选厂址时, 依据更详细的历史资料, 使用适宜性因子, 特别对每一厂址估算具有给定重现期的风速, 以风速尺度来筛选厂址。

4.2.7 人为事件

作为区域分析时, 应否定那些紧邻大型危险设施, 大型机场或运载大量危险品运输路线的地区, 并根据离这些设施的距离和伴生影响来筛选厂址。

1) 进行区域分析时, 有关人为事件潜在源的资料, 包括化学品、炸药生产厂、炼油厂、油和天然气储存设施等, 包括输送易燃气体或其他危险品的管线、海上或内陆水道等。

否定准则: 离这些设施某一适当距离之内的地区应予以否定。

2) 在筛选厂址时, 必须对危险源品种, 性质和数量进行初步估算, 对筛选距离之内的厂址应予以否定。

4.2.8 飞机坠毁

进行区域分析时,要收集民用、军用机场的数目和位置。以机场为中心,以筛选距离值为半径范围内的地区,应予以否定。

筛选厂址时,还要收集每个机场飞机的起落次数、机型以及在电站寿期内的的发展,收集机场的位置特征和跑道的走向。

应注意收集资料的正确性,对有可能受到飞机坠毁影响的厂址,则用概率论法估算对厂址影响的严重性,并在此基础上进行筛选厂址。

4.2.9 人口分析

1) 在区域分析时,要考虑否定人口非常稠密的地区。要收集有关区域内每个人口中心居民的数量、人口密度和电站寿期内预计人口增长的资料。

否定准则:靠近主要人口中心的地区和人口密度相对高的地区应予以否定。

2) 筛选厂址时,还要收集厂址周围人口分布和预计人口增长的资料。在进行厂址比较时,还要收集厂址处的大气弥散特征及主导风向,在应急情况下难于撤离的居民组位置和数量,以及适应应急计划的道路系统等。

4.2.10 大气弥散

在区域分析时,应否定可能长期出现不利的大气弥散特征和人口分布相当稠密的地区。可根据风向和大气弥散因子筛选和比较可能厂址和候选厂址。

4.2.11 水弥散

如果一地区有广阔而重要的、为公众所用或计划未来供公众使用的地下或地表饮用水水源则可在区域分析时予以否定。筛选厂址时,可将距水源的距离作为一个比较因素,优先选用那些饮用水源受事故污染可能性低的厂址。

4.2.12 冷却水的可用性

从保证安全而言,充足的冷却水源的可用性是绝对需要的。它牵涉到最终热阱。但水量的要求取决于采用的冷却方式,如直流冷却,或是冷却塔及冷却池再循环冷却等,此外,还决定电厂输出热功率和环境条件,如夏季的进水温度影响凝汽器的温降,从而就控制着所需水量和热效率。

收集水源资料,包括河流、水库、海等的供水潜力,各种用途和供水可靠性。远离厂址的水源输水投资大,而且可能影响供水可靠性。供水的水质是重要的因素,水中含砂量及其随季节的变化以及粒度分布资料尤为重要。

冷却水源的利用,不仅关系到安全,就经济性而言也是重要因素。关系到抽水费用、初始投资和运行费用,在确定厂址过程中,在确保安全前提下要进行综合分析比较,择优选取。

4.2.13 土地利用

区域内的土地利用可能影响厂址的选择。从保护环境角度,土地利用在选择适用的厂址中可能起主要作用。核电厂的建造和运行可能对环境中的水生物造成影响。如卷吸、冲击以及温度、盐度变化的影响。如果采用冷却塔方式运行,对周围地区气候和小气候的影响(湿度、云雾、结冰、可见度、弥散特征等),因此气象条件对冷却塔运行的影响是厂址查勘的重要因素。此外,还要考虑未来发展农田利用、风景区、休养场所、旅游等。

4.2.14 运输线路和应急计划

运输线路必须适于运输核电厂的大而重的设备的要求。要解决现有改造和拟建海、陆、空运输线路都需投入相当的费用。

应急计划要考虑的因素,包括通信、出入口、撤离和运输的可能性。应急撤离、运输等与气象条件密切相关。因此,在出入口的选择上,相对核电厂中心,要在两个交叉的象限内。

4.2.15 其他厂址特征

其他厂址特征,包括地形、地貌、地面塌陷、滑坡,还包括社会经济方面的因素。在厂址查勘过程中都注意收集资料,对个别的但影响大的要素也要进行分析评价。

5 厂址的地震地质调查和评估

众所周知,地震地质问题在核电厂厂址选择中具有举足轻重的作用。用“一票否决”来形容并不过分。所以,在厂址选择过程中远离高发强震地区,回避那些在厂址地域存在潜在永久性地面变形地区是最好的选择。对此,通常要求对每一个厂址都必须调查地面运动、地表断裂、地震引起的波浪和地震有关的永久性地面变形现象以及有关的地质现象,必须开展厂址区域地质、地球物理和地震特性的调查。调查和收集资料的范围和详细程度应对于确定设计基准地面运动、鉴定厂址或厂址附近的断裂特征、确定地震引起洪水的可能性,满足判断、评价及相关估算输入参数的要求。其中,区域调查的半径一般为150km或更大些,将资料有代表性地表示在比例尺不小于1:1 000 000的图上;近区调查半径25km,将资料有代表性地表示在比例尺1:100 000的图上;厂址附近调查半径为5km,将资料有代表性地表示在1:25 000的图上;厂址区即核电站所在地1km²或更大的范围,要做更详细的调查,特别增加有关潜在永久性地面变形的资料,将资料有代表性地表示在比例尺不小于1:1000的图上。

5.1 收集资料要求

5.1.1 地震基本资料

(1) 总的要求。

必须收集区域内已经发生的所有有记载的历史地震资料。

除国家地震目录外,还应收集仪器测得的地震资料。

(2) 历史地震资料。

必须收集在时间上尽可能追溯到最久远的所有可用的地震资料。

对每一次地震收集资料包括:地震的日期和时间,等震线图,宏观震中位置。当最大烈度和宏观震中烈度不符时,应描述当地的局部条件,震级大小,估计的震源深度,厂区的地震烈度。

(3) 仪器测得的地震资料。

对每一次地震,仪器测得的资料收集应包括:发震时间,震中和震源位置,有关震级确定和地震矩的资料,余震区的大小和几何形状,有关震源机制和震源参数,有关台网记录的微震资料。

5.1.2 地质基本资料

(1) 区域调查资料。

区域地质和构造格架及其总的地球动力学背景的资料,以及影响厂址地震危险性或与其有关的地质特征资料。这些资料一般可以从出版物或从地质和地球物理原始资料中得到。

(2) 近区调查资料。

地质填图,在地质图绘制中,必须收集从地震勘探、重力勘探和磁力勘探等地球物理调查中得到的地下资料,利用

卫星影像、测试雷达、航空摄影、航空磁测和重力测定等遥感资料,包括某些地质特别复杂地区需要诸如钻探、槽探和地震勘探等现场资料。

有关地貌、钻探、槽探、岩土资料,以及第四纪沉积物、年龄测定、地球物理、地球化学、大地测量和现场应力测量,通过新构造研究,以确定断层的最新运动。

(3) 厂址附近调查资料。

调查资料包括:地质图和剖面图及其说明;新构造史,包括断层移位和年龄;斜坡、基土和地层的地震稳定性特征,着重于地貌、地形和水文地质资料,以及差异剥蚀、岩溶现象、破裂、断层蠕变和不稳定性材料;人为活动引起的潜在地质灾害,如大坝水库、大范围地向地下注入流体或从地下抽取流体而诱发地震的可能性。

对于厂址调查,则需上述更详细资料,以便利用技术方法处理并完成:地质和土工调查;水文地质调查;厂址效应调查,以确定厂址岩石和基土的动态特性。

5.2 建立区域地震构造模型

在地震地质调查资料的基础上,建立区域地震构造模型的目的,是推导地震危险性水平。任何地震构造模型的建立,都与下列两种要素相关:

利用现有基本数据就能够鉴定的发震构造。

利用现有基本数据认为不是由特定构造引起的弥散地震活动(一般有中、小地震构造)。

5.2.1 发震构造的鉴定及其相关的最大潜在地震

鉴定发震构造最终与厂址的地面运动或地表断裂危险性相关。在评价危险性时关心的是靠近厂址的地表或近地表处潜在的位移发震构造。历史地震和仪器测得的地震与地质和地球物理特性的相关性对鉴定发震构造可能是特别重要的。如果一个地震的震源或一群地震的震源与地质特性有潜在联系时,考虑地质特征,找出它们的几何形状、地理范围,并与区域构造格架相关联,建立构造模型。根据形成年代和地面运动的资料,考虑地震活动性有可靠联系的地质特征为发震构造。

对于已鉴定为厂址遭受地震危险性的发震构造,则必须确定与其相关的最大潜在地震。当资料足够时,可估计未来地震最大破裂范围或位移量;当缺乏资料时,则最大潜在地震可根据断层的总破裂规模来估计。根据与构造有关的地震震级/频度/重复发震关系的统计分析,也可以确定最大潜在地震(保守估计)。

5.2.2 弥散地震区鉴定及其相关的最大潜在地震

如前所述,弥散地震多为中、小地震。所以,地震活动数的明显不同,则意味着能够用确定弥散地震区的边界,只要历史资料有足够长的时段,就可以得到合理的结论。但是,震源深度的显著不同(如10~30km与200~400km相比)时,也可单独鉴定地震区之间的差异。

在确定地震区时,特别要注意我国板块地震地质特点。在板块内地震强度高、频率低、分析比较零散,而有些地区相对集中在某些地带。所以根据不同的地震活动特点划分不同的弥散地震区。

与弥散地震相关的最大潜在地震,采用与具有广泛历史资料的区域进行比较,是最有用的方法。

5.3 确定设计基准地面运动

设计基准地面运动分为SL-1和SL-2两级。SL-2为极限安全要求,即当发生地面运动达到SL-2的地震时或地震

后,与安全停堆及维持其安全停堆状态有关的所有构筑物、系统及部件要设计成能维持其正常功能。换句话说,这些构筑物,系统和部件应能保证:

- 1) 反应堆冷却剂压力边界的完整性;
- 2) 在安全停堆条件下停堆,并具有维持安全停堆状态的能力;
- 3) 防止可能造成放射性对环境的照射事故或减轻事故后果的能力。

因此,每一座核电厂都应采用SL-2级地震作为设计基准地面运动。SL-1具有不同于SL-2的安全含义,达到SL-1级地震和地震后,核电厂应具有继续维持安全运行的功能。

设计基准地面运动一般由时程曲线和不同阻尼值的反应谱来表征。当能够获得足够可用资料时,则可直接为SL-1和SL-2计算厂址的特定反应谱。但一般做不到。目前典型的做法是选用标准反应谱,然后换算到规定的自由场加速度(或速度或位移量)的水平。

确定设计基准地面运动的方法:

(1) 烈度和震级数据的应用。

烈度和震级数据可用来评定设计基准地面运动特征:衰减、反应谱和持续时间。

当宏观地震记录资料丰富时,可采用基于烈度的计算,从地震等震线图导出烈度衰减关系更为可靠。

确定厂址的与设计基准相应的烈度后,可用经验得到最大地面运动加速度或速度。

(2) 确定论方法。

确定论方法要完成下述估计:

1) 对每一个发震构造,应假定最大潜在地震发生在构造上的最靠近厂址地区的地点,同时考虑震源的实际尺度。当厂址位于发震构造的边界内时,必须假定最大潜在地震发生在厂址处。

2) 当厂址位于发震构造边界外时,应假定发生在距厂址某一特定距离处。这个距离应根据各种资料,包括震源深度等进行判断并得到承认。

3) 以调查数据为依据,采用适当的衰减函数来确定厂址的地面运动水平。

(3) 概率论方法。

概率论方法可用于确定设计基准地面运动,也能用它来评估由确定论方法推导的SL-2地面运动的正确性。2006年出版的《核设施厂址评价安全规定》将要求每一个厂址都必须应用概率方法。概率论方法包括下述内容:

- 1) 根据震源类型(如体、面、线、点源),及其几何形状和深度,将地震构造模型理想化。
- 2) 鉴定每一震源的下列参数:
 - ① 震级—频率或烈度—频率(重复发生)关系。
 - ② 最大震级或最大烈度。
 - ③ 衰减关系。
- 3) 选择适当的随机模型。
- 4) 估计评定危险性曲线。
- 5) 给出符合安全规定的超越概率的地面运动水平作为设计基准地面运动水平。

5.4 设计基准地面运动特征

不同阻尼值范围的反应谱和相容的时程曲线,表征SL-1级和SL-2级设计基准地面运动的特征。在5.3节中已经讲到,反应谱通常采用标准谱。时程曲线反映地震持续时间在内的设计地面运动参数。其中,地面运动的持续时间主要取

决于断层破裂长度和速度。更详细的计算已超出本大典涉及的内容。

5.5 能动断层

评定厂区的潜在地表断裂（即能动性）影响，是核电厂选择要回答的主要问题，即确定厂区或厂址附近的断层是否为能动断层。如果存在下述情况之一时，必须考虑断层为能动的：

- 1) 表明在约 10 万年以来有过运动的证据。
- 2) 证明一个断层与另一个已知能动断层有构造联系。
- 3) 与发震构造有关的最大潜在地震的震级足够大和震源位于某一深度，以致在地表或近地表处能发生运动。

鉴定能动断层需要调查：

- 1) 取得足够的地表和地下资料，表明厂址附近没有断层，或者有断层存在，能描述其在 10 万年以上有动能的特征。

2) 特别注意厂址或厂址附近的地质和地貌特征，这些特征对鉴定断裂特别有用，可判定断层的年龄。

3) 当怀疑有断裂时，需调查更多的资料，包括地层地形分析、大地测量和地球物理调查、槽探、钻孔、沉积岩和断层岩的年龄测定等。

4) 为提高评定的可靠性，应考虑在近代近地表没有显示运动的断层。同时也要排除可能因为修建大型水库、人工流体注入或抽取等活动而导致重复运动的可能性。

当可靠证明可能存在对核电厂安全有潜在影响的能动断层时，该厂址应当废止，另选其他。

5.6 地震引起的波浪（海啸、湖涌）和溃坝

核电厂选址的设计基准必须包括对地震引起的波浪的现实评定，必须估计由地震引起的波浪而产生洪水的可能性。

5.6.1 海啸

海啸的影响对我国核电厂选址不存在问题。智利大地震诱发太平洋海啸对大亚核电厂的影响在 2cm 左右。因此，本节不做更多介绍。

5.6.2 湖涌

我国核电厂厂址选择目前尚未遇到该问题，没有经验可言。

5.6.3 水坝溃坝

大亚湾核电厂大坑水库库容 180 万 m³。在选址和设计时，对溃坝进行了分析并采取了工程措施，即论证溃坝水入海的通道宽度和坡度，以保证对核电厂厂区不构成可能有洪水淹没的潜在危险。

因为核电厂都有淡水水源的需求，如果没有天然足够的径流河道或湖泊，都需要建水库。为此，对溃坝的影响在核电厂选择过程中应予以重视。

5.7 与地震和地质现象有关的潜在永久性地面变形

本节包括以下事项：液化，斜坡不稳定性，地表沉降，塌陷。

5.7.1 液化

估计厂址任何基土沉积物液化的可能性，是整个地震危险性评定的重要部分，对有强液化可能性的厂址，不宜接受。

控制液化现象的物理参数包括：基土岩性、地下水条件、基土在地震运动承载下性能、地面运动的潜在严重性等。因此，调查资料有：

- 1) 基土颗粒级配、密度、相对密度、不排水的静水和动力抗剪强度、应力史、沉积物年龄和厚度。
- 2) 地下水条件。
- 3) 基土的标贯击数和贯入阻力。
- 4) 基土的剪切波速度。
- 5) 厂址及附近是否有过液化的证据。
- 6) 地面运动加速度水平和地面运动的持续时间。

5.7.2 斜坡不稳定性

对严重斜坡不稳定性，或者可供选择的工程措施受限的厂址，不宜接受。

为了进行确定论和概率论的斜坡不稳定性分析，尚需进一步的调查资料包括：

- 1) 斜坡内部、附近和下部岩土层的几何形状、范围及分布。
- 2) 破碎带，岩层产状及其局部风化程度。
- 3) 岩土层的静态和动态特征。
- 4) 地下水条件。
- 5) 过去发生过斜坡破坏的迹象等。

5.7.3 沉降和塌陷

如果厂址附近的地下存在厚的蓄水层，在厂址附近抽取流体或进行采矿活动时，就表明有沉降的可能性。如果不能采用工程措施减轻潜在沉降后果，则该厂址不宜接受。

进一步调查，包括在电站运行寿期内可能发生的地下水位总下降量和穿过厂区可能发生的地下水位差，以及有关蓄水层的物理参数等。

由于地质/地球化学过程和人类活动，可能造成影响核安全的塌陷条件，如果没有适当的工程解决措施，该厂址不宜接受。

调查资料包括地质/地球化学过程和人类活动相关资料：

- 1) 地质/地球化学过程。含钙的沉积层中存在多孔或岩溶，含盐地层中存在潜在溶解，节理和裂隙图，以及地层，尤其是蓄水层的空间范围和坡度。
- 2) 人类活动。隧道及走向，正在使用或停止使用的矿井或溶洞，地下流体的抽取等。在选址过程中都要关注。

6 厂址的工程地质勘探和评估

鉴于两个理由：

- 1) 核电厂设计基准要求电厂及其系统等能承受规定的地面运动或设计地震引起的动荷载。
- 2) 核电厂地基和地下材料（土和岩石）是能承受重荷载的结构。

要求核电厂结构与地基材料的相互作用应做详细的研究，需要解决的问题见表 1.2-7。

表 1.2-7 土工勘察的主要范围

勘察范围	主要参数
承载力	强度（排水的与不排水的） 模量（弹性的、侧限压缩的、压缩的） 地基反力系数 密度
滑动与倾覆安全	不连续的程度 岩石质量测量 孔隙水压力 剪切强度 剪切模量 超固结比

续表

勘察范围	主要参数
局部不稳定性	地下材料的不均匀性 地基所在地的现有地表断层或其他薄弱点
沉降、隆起及倾斜	模量（弹性的、侧限压缩的、压缩的） 泊桑比 蠕变 固结特性 超固结比 基土材料受载历程 重复动力变形条件下的性状 破碎带的存在及其不连续的程度
液化可能性	粒径分布 相对密度 孔隙水压力 动剪切强度
地下水	化学和物理特性 土的渗透率 地下水位及其变化
斜坡及填土稳定性	不连续的程度 内摩擦角 剪切强度（排水的与不排水的） 含水量/孔隙水压力 容重、密度、超固结化
设计加速的水平及地震反应	应力时程和（或）谱的分布，剪切波速 和压缩波速随深度的变化 动弹性模量和泊桑比 阻尼 孔隙水压力

由表 1.2-7 所列项目可见，地下材料的不均匀性是重要因素。为此，必须对厂址进行勘察。

厂址勘察的目的是获得地质和土工方面的资料，以保证充分了解地下条件，使有可能对厂址实际的或潜在的地质、地震问题得到工程解决的方案。

鉴于工程地质的复杂性和专业性很强，有关地下材料的几何和力学模型以及该模型确定有关地基材料特性的最佳估计及变化幅度等有关内容，包括地基材料的应力、岩土液化、地基稳定性、沉降与隆起、专用反应谱及地基材料改良等，以及相应分析方法从略。本部分只介绍与选址密切相关的少量问题。

6.1 技术术语和定义

为表示清楚，图 1.2-3 给出图示技术术语。

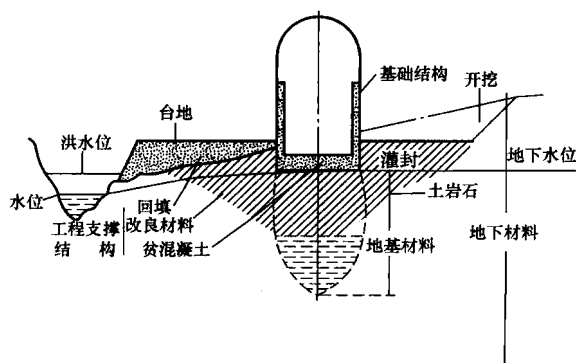


图 1.2-3 图示技术术语

地下材料：位于地表下的天然土和岩石。深度和距离的确定，以其性质不再影响核电厂安全为原则。

工程支撑结构：为基础结构提供支撑的地下附加物或改性物，如桩等人工支撑、受控制的回填、贫混凝土，以及经改良的地下材料。

地基材料：工程支撑结构以及同基础结构或工程支撑结构相互作用的地下材料。

6.2 勘察大纲的编制

核电厂选址贯穿整个核电厂建设和运行的始末，由于选址过程中各个阶段规定的勘察内容要求变化很大，所以，通常分为下列三个阶段：

- 1) 厂址查勘（前面已经介绍）。
- 2) 厂址评价（本节重点介绍）。
- 3) 运行前阶段（略）。

厂址评价的内容深度要求，也可以分为初步可行性研究，可行性研究（厂址验证），初步设计（厂址评定，确定分析和详细设计所需的厂址特征）。三个阶段由于对基本资料要求详细程度不同勘察大纲的差别很大。但是，为安全评价或分析提供的地质和工程资料可归纳为：

- 1) 地质资料（地层的和构造的资料）。
- 2) 地下材料的范围和特征的资料。
- 3) 基土和岩石特性资料。
- 4) 地下水资料，包括水文单元状况、位置和特性。

资料的来源分为：

- 1) 近期的和历史的资料。
- 2) 间接勘探法获得的资料。
- 3) 直接勘探法获得的资料。
- 4) 实验室试验获得的资料。

（1）近期的和历史的资料，如：

- 1) 地形图。
- 2) 地质和工程地质图。
- 3) 基土图。
- 4) 地质报告和有关文献。
- 5) 地球物理图。
- 6) 土工报告和相关文献。
- 7) 卫星、航测照片。
- 8) 水井和供水报告。
- 9) 油、气井记录。
- 10) 水文地质图，水文和潮泛资料，洪水记录、气候和降水记录。

11) 采矿史，老矿平面图以及凹陷记录。

12) 地震资料和历史地震记录。

13) 滑坡、洪水、地震、凹陷以及其他重大地质事件的新闻报道。

14) 附近地区的构造特性记录。

（2）间接勘探法获得的资料。

间接法一般为地球物理法。在这种方法中，各种性质、数据和资料都是根据间接试验来推断和计算的。该方法覆盖面积大，为了解厂址特性提供所要的地质和有关土工资料，可视为对直接勘探资料的补充。

（3）直接勘探法获得的资料。

该项方法获得的资料都是由试样、直接观察和原位试验获取的。这类方法通常需要钻孔、取岩芯、控槽观察和试验。取样试验和观察的途径通过下列方法提供：

- 1) 坑、槽、井和隧洞。

2) 钻探, 包括麻花钻、空心杆和冲击钻。

3) 钻孔, 包括旋转、冲击和缆钻。

(4) 实验室试验资料。

实验室试验资料可在直接勘探法取得的试样上进行。其目的是补充和证实原位试验数, 以便全面和正确地阐明厂址基土和岩石的特性。这类实验室试验应直接针对下列内容:

- 1) 基土指标和分类。
- 2) 基土湿度密度的相互关系。
- 3) 基土的固结和渗透性。
- 4) 基土的物理和化学性质。
- 5) 地下水的物理和化学性质。
- 6) 基土的剪切强度和变形。
- 7) 岩石的工程性质。
- 8) 基土的动力特性。

上述几种方法所获得的资料, 都适用于选址过程的所有阶段, 只在程度有所不同。下面从地下材料与主体工程在预计静、动荷载状态下的性能观点, 给出评价厂址所需的勘察内容和深度的试验大纲。

6.3 厂址评价阶段的典型勘察大纲

(1) 间接勘探。

地球物理方法应该用于提供整个厂址的地下资料, 以便大致确定工程和地质条件。推荐的方法包括地震折射查勘、地震反射查勘和地表电阻率查勘。其他方法如穿透雷达、重力法、磁力法等均可考虑。地球物理法测柱状图应在钻孔内进行, 以帮助确定地下状态。地球物理测井可包括电阻法, 天然伽马辐射和测径器测量。

(2) 直接勘探。

旋转钻孔。几乎对所有地下状态, 用该方法可使原位试验和取样很方便进行。

(3) 原位试验。

标准贯入试验。根据所遇到的地下状态, 标准贯入试验可用圆锥头贯入试验或压力计试验作为补充。

渗透率试验。地下材料的野外渗透率应通过在钻孔内和井内的试验确定。

孔内试验。本试验提供压缩波和剪切波波速, 这些波速在确定用于基土/岩石——结构相互作用研究和厂址反应分析的分析剖面时是需要的。孔内试验包括跨孔地震查勘以及孔上和孔下地震查勘。

取样。取已扰动地下土样可用开口筒式取样器或其他厚壁取样器, 取未扰动土样应采用薄壁管式取样器。厂址条件可能需要开挖试槽或试坑, 并采用实验室试验用的块状试验。岩石试样应采用旋转式双锥形筒采取。

(4) 实验室试验。

应进行实验室试验, 用以确定地下性态参数, 并对原位试验所确定的参数或性质进行验证。应同时包括静力和动力试验, 并且试验应同时在野外勘探中取得已扰动和未扰动试样上进行。试验应包括:

- 1) 基土指标分类。
- 2) 基土含水量与密度相互关系。
- 3) 基土和岩石的固结和渗透性。
- 4) 基土的物理和化学性质。
- 5) 基土和岩石的剪切强度和变形。
- 6) 基土动力试验。
- 7) 岩石的工程性质。
- 8) 地下水的物理和化学性质。

7 厂址的水文地质调查和评估

水文地质与厂址选择的关系, 主要反映在核电厂事故释放的放射性物质进入地下直接污染地下水; 此外, 地下水也可能间接地受事故释放到大气或地表水的放射性物质的污染。通过上述两种途径, 这种被污染的地下水可能流到取水点, 从而导致公众受到照射。

在这里, 重点是放射性物质在地下水中的行为和在各种类型的水文地质单元中放射性核素运输的评定方法。

7.1 水文地质特征

主要用水文地质系统水文地质单元(指一隔水层, 蓄水层或弱透水层)的水力特性及其弥散和滞留特性来表征。例如, 水文地质单元内水文传导率的值, 在不同的厂址可能相差很大, 甚至高达 10^{10} 倍。因此, 在某些场地放射性物质可能长期被滞留在某个(或许是几百米)范围内。

从水文地质观点看, 对厂址的可接受性在总体上不存在精确的定量标准, 即可接受性与不可接受性在极端情况下通常是分明的。然而, 介于中间情况, 即不太分明时, 就要进行调查和评价。一般应考虑以下几个方面:

- 1) 源项, 即污染释放物的结构, 几何形状和其他。
- 2) 距厂址最近的地下水取水位置。
- 3) 地下水排至地表水体的主要排泄点。
- 4) 区域的和当地的潜水面深度。
- 5) 地下水流向和水力坡度, 到达环境的途径和流经时间。
- 6) 厂址到主要蓄水层及其补给区的距离。
- 7) 影响厂址涉及地下水的人为活动。

对于很不利的条件, 可能需要进行更详尽的水文地质调查和分析, 如水的利用, 特别在没有其他水源的情况下, 是否大量取用核电厂附近的地下水; 再如, 地下水在核电厂地下的潜水面距地表的高度及水流速度(每天几米)等; 还有核电厂址地下地质是否为多孔的可渗透的地层, 它对放射性核素具有较差的滞留能力, 以及这种多孔的表面沉积物下面的岩石, 是否有较大的裂痕和裂缝等。

7.2 水文地质调查

因水文地质被否定的核电厂厂址案例为, 当厂址所在地的地下水源(蓄水层)对该地区有重要意义, 并且可能迅速被污染到不可接受的水平。加上核电厂厂址处蓄水层浅, 当遇到核电厂事故释放时就很可能对地下水源造成污染。因此, 远离这种地域为好。

水文地质调查所收集的资料, 包括:

(1) 除一般的有关水利用、取排水点、水流径而外, 应收集可利用的水文地质图, 并附下列资料:

- 1) 在区域内重要的水文地质单元的位置、范围及其相互关系。
- 2) 不同水文地质单元中地下水的平均流量和流向。
- 3) 重要水文地质单元的补给和排泄, 如降水、地表水渗透、与其他水体的关系等。
- 4) 区域和当地潜水面及其季节性涨落的资料。

(2) 对于候选厂址的比较, 还要收集:

- 1) 主要水文地质单元含水的、承压的、不饱和的单元的特征, 单元间的相互联系及地下水在其中的运动。
- 2) 各厂址不同地质结构类型和地层分布, 主要水文地质单元及其在地质定位中的位置、地质图和以前在厂址附近

进行勘探工作所获取的资料。

- 3) 水文地质单元补给和消耗的定量数据。
- 4) 地下水资源利用的计划和规划。
- 5) 厂址周围地表水的特征, 包括水量、流量、排水量和水位资料。
- 6) 适当比例的厂址的流域地形图。
- 7) 厂址流域相关气候数据, 如降水量等。
- 8) 厂址地下地层的地球化学性质。

根据上述资料, 专家有可能从以下几个方面进行分析比较:

- 1) 潜水面的深度及其变动幅度大小。
- 2) 地下水运动的主流方向和速度。
- 3) 附近取水点的位置和用水量。
- 4) 地球化学参数。

在实施评价中要用到下列数据:

- 1) 水力传导率 (a)。

2) 厂址水文地质单元的水力梯度 (b)。

3) 分布系数 K_d (c) (为每千克地下水含在多少立方米岩土中, 常用实验室方法确定)。

4) 假想的释放点与取水点间的距离 (d)。

一般优先选择 (a) × (b) 与 (c) × (d) 的比值较低的厂址。

7.3 水文地质调查大纲

调查包括从较为简单廉价的地面地球物理调查, 一直到详细的、昂贵的钻探及综合钻孔、地球物理和示踪等一系列的调查。调查的范围, 必须考虑放射性核素特性和事故释放类型, 以及详细调查资料的可利用程度等资料, 从厂址实际情况出发, 斟酌确定。表 1.2-8 给出了水文地质调查研究的技术要求。

表 1.2-8

水文地质中的调查技术

调查项目及方法		调查内容	要 求	
			厂址查勘阶段的要求	厂址评价阶段的要求
地表地质		有关岩石构造、地形、土壤类型、地面水文的综合资料; 有关水文地质单元的范围和类别的综合资料	a	a
地下地质: 钻孔和取岩芯的试验钻探		岩性、地层、构造的结构; 水位; 土壤和地下水的化学性质; 孔隙率; 现场的渗透率、体积密度等	d	a
地面地球物理	电阻率法	蓄水层边界值的确定, 地区变化的图示, 地下水含盐度; 补充盐度、含水量等; 基岩深度; 地表破裂带的厚度; 潜在蓄水层的地区范围	d	b
	地震折射法		d	b
地下地球物理	电阻率测井	岩性; 孔隙率; 地下水的化学成分; 岩性; 渗透带的化学定性显示	d	c
	电位测井		d	c
原子核技术天然伽马测井; 伽马—伽马测井; 中子测井		辨别岩石种类, 岩石密度和含水量	d	c

注 a 为必不可少; b 为优选钻探范围所期望的; c 以核实为目的, 属选做项目; d 非必需的。

另外, 需要补充: ①钻孔和井的利用; ②示踪技术。

(1) 钻孔和井的利用。

多数厂址要求不下套管的钻孔或井, 以检验构造的特征和校准地球物理法的记录。

钻孔需根据目的要求、水文地质环境、要求得到水量、孔眼的深度和直径, 以及经济上的考虑而定。螺纹钻、冲击钻或喷射井限于深度浅、未固结沉积层和小产额钻孔。对更深的、更高产额的孔和所有在岩石上的孔, 旋转钻井是唯一可行的方法。

确定含水物质水力特性的试验, 如传导率、贮水系数等, 也可通过控制抽水来完成。野外试验一般包括一口抽水井和几个观察井。

(2) 示踪技术。

利用示踪技术来确定地下水的流向和流速、水力扩散率和有效孔隙率。

示踪技术所用示踪剂为化学制品、染色剂或短寿命放射性同位素。

1) 速度测量。测定速度最精确的方法就是基于示踪技术。最直接的办法是在一个井点施放一种示踪剂, 在其他位置观察它的到达。地下水的速度通过示踪剂运动时间和距离就可计算出来。但是, 为了提高可靠性, 用这种方法时应注意: ①示踪剂通过地下水系统相当长的距离往往需要很长

时间; ②由于地层的不均匀性, 需要许多观察点来监测示踪剂的通过。

2) 水力弥散性测量。水力弥散系数 (水力弥散性) 与孔隙速度比例, 其比例常数称为固有水力弥散性。如果已测出了地下水的速度, 通过对厂址地下水弥散的测量就能对固有水力弥散性作出评价。自然梯度示踪剂试验, 是用以估算固有水力弥散系数的一种有效试验方法。

3) 分布系数。用示踪技术进行实地测量, 理论上是不可能的, 但技术尚不十分完善。目前在核电站厂址选择中没有广泛使用。

7.4 相关水文地质调查

除对可能受核电厂假想事故严重影响的水文地质单元要详细调查外, 对相关的水文地质单元的特性要作出评价。为此, 需要调查收集下列相关水文地质单元资料:

(1) 确定相关蓄水层和其他水文地质单元的存在及位置的资料。

(2) 岩性资料, 包括相关蓄水层的地质地层的物理、物理化学和化学特性资料, 如岩石组成、粒度、填充物及其结构; 物理和化学性质特性包括重要阳、阴离子浓度和状况, 有机物和生物质的含量, pH 值等。

(3) 含水特性资料包括介质和表征水文地质单元有关参

数,如孔隙率和体积密度,固有渗透率和水力传导率,可压缩性;再如贮水系数、单位给水量、未饱和特征曲线等。

(4) 地下水体系资料,如地下水水位等高线,地下水流速,天然和人工排水口等。

(5) 水文地质单元的水力弥散和吸收的资料,包括水力弥散系数,吸附与解吸等。

(6) 水的利用。对那些直接或间接可能受到放射性物质释放影响的地区,必须收集有关地表水和地下水目前和将来的利用的资料,包括位置、高程、排放率、水位和使用每个排水口的人数等资料。

8 厂址的气象调查和评估

大气是把核电厂释放出来的放射性物质输运到环境中去,从而到达人体的重要途径。为了估算核电厂释放的放射性物质弥散到区域居民区的程度,并以此评价对人的辐射影响,必须充分掌握有关的大气资料。

有关详细研究污染物在厂址地区的浓度和沉积计算方法,有关计算模式所需参数的确定,有关对各种放射性释放类型提供估算短期和长期浓度的方法,都是专门的课题。其内容范围已超出本书要求。为了对核电厂厂址地区在选址阶段的大气弥散问题有个基本的把握,在这里只对厂址查勘和厂址评价阶段所要进行的气象调查,调查大纲及资料的收集,以及简化的判断性的估算方法,可能还包括部分专业技术术语等,给出能满足选址阶段性要求的内容。此外,作者认为在选址过程中重要的问题不仅在于常规气象条件,对于极端气象事件,包括热带气旋的影响必须给予高度的关注。

8.1 气象调查要求

(1) 厂址查勘阶段。

在许多情况下,一个厂址的气象特征结合在该地区的人口密度和分布,以及土地利用等因素综合考虑,是决定该厂址是否适宜建核电厂的重要因素。

厂址查勘通常不进行专门的气象观测,主要采用现有的气象资料,用常规天气分类方法进行估算。当厂址区没有现有资料时,可使用附近有代表性的气象台站的资料。

对于地形较复杂的地区,除收集局地气象资料外,还要做进一步的气象观测,并有其他来源获得的资料作为补充,以作出恰当的评价。

(2) 厂址评价阶段。

在核电厂工程可行性研究阶段,为了确定核电厂的厂址,需要对多个候选厂址进行评价。从气象条件出发对每一个厂址评价,都必须对核电厂运行工况和事故工况下可能释放的放射性和非放射性排出物的浓度作出计算。为此,应在现场进行逐时的气象观测,包括测定和选择合适的扩散参数,进行弥散计算和统计分析,最终利用这些资料求出核电厂正常和事故释放的放射性物质浓度和分布。

(3) 气象观测的局限性。

现场观测常常在塔上进行。它是一个或几个(多个塔)固定位置。实际上,如地形、排放物的物理和化学状态、放出高度和气象条件都是随着时空改变而发生变化的,使用现场观测资料带有局部性,做分析估算时其误差和有效性特别重要。对于起伏地形区气流和温度分布都有局部性,山丘旁气象塔资料只适用于其附近地区。此外,内陆核电站要竖很大的一个和多个冷却塔,它对局部地区大气弥散有重要影响。在收集资料时,一定要注意局部效应不过分影响所测的气象参数值。

8.2 气象调查大纲和收集资料

为了满足核电厂设计、运行和应急计划的需要,通常必须编制有关大气弥散气象调查大纲。大纲中要收集的气象资料精度、种类和范围,应该与估算放射性对环境的影响所使用的的方法和模式要一致。调查大纲的基本项目包括:

1) 常规气象资料,应同时测得气温、气流(包括风向、风速及持续时间)、混合层高度、降水量、湿度等。

2) 湍流资料根据选择的模式,可由下列一个或几个参数组成:气温和温度递减率、白天的太阳辐射或天空云况、夜间的天空云况或净辐射、风向脉动和不同高度的风速。

资料的收集。收集的数据必须充分代表当地的气象状况。为了厂址间的比较,数据的收集和处理以及表达形式应采用统一方式。按世界气象组织(WMO)出版物提出气象资料的收集至少应提供一年的资料,而且其厂址特征的代表性还应与当地和附近气象站同时测得的和长期的气象资料相比较。

(1) 地形与测量仪器位置选择。

为了使测量数据尽可能代表厂址的弥散状况,地形调查范围至少数千米。地形地貌包括谷地、丘陵、山脉高度等。经验表明,即使深不足100m、宽5~10km的谷地,对低空风也有很大的影响。因此,有必要结合地形图进行考察。测量设备安置在充分暴露、且适当远离各种屏障物的地方,以减少设备对观测数值的影响。

(2) 风特性资料。

简单理解风特性参数,就是风速、风向和风频,即风场可用风玫瑰图概括表示。为了获得厂址现场资料,通常应在一个塔架上按不同高度测量得到。

1) 在10m高度处测得风速、风向数据,代表近地面风特性。

2) 在高于最高排放口的有效释放点高度处测得风速、风向数据,代表排放高度处的风特性。

要求每小时至少测一次,且每小时平均记录时间不应小于10min,最后将一年的数据绘制风玫瑰图如图1.2-4所示。

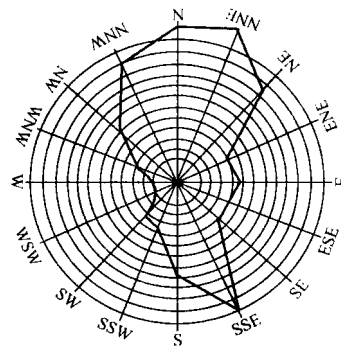


图 1.2-4 风向频率玫瑰图

注 N 北, S 南, E 东, W 西。如 ENE 则为东北东, SW 则为西南西。

(3) 大气湍流。

近地面空气运动一般都是湍流,风向脉动是湍流的直接反映。通过测量至少两个高度之间的温差,可以部分反映低层大气的扩散特征。当然,温度梯度的测量时间、持续时间和次数应与风的测量相同。

湍流指标有:

1) 温度递减率,即温度随高度降低的速率,可用 $-dT/$

dz 表示。 T 为温度, z 为地面以上的高度。

2) 风向脉动, 其大小和周期是湍流强度的函数, 常用风向脉动的大小表示大气的稳定度, 而风向脉动的标准偏差可用仪器测量得到。

3) 日照、云量和风速。由于热湍流与热流密度有关, 日照越强, 热湍流也强, 大气越不稳定; 覆盖的云能减少大气热量损失, 也能减少大气热量增加。因此, 大气稳定度趋于中性; 强风能使空气混合加强, 也使稳定度趋向中性。

除上列以外, 还有反映热湍流与机械湍流之间不平衡性的, 所谓理查逊数 (Ri) 和宏观理查逊数 (Ri_a), 它们都可以从气象塔试验测量中得到。

(4) 降水和湿度。

降水和湿度对气载污染物的浓度和地面污染的影响不可忽略, 特别是湿度数据对确定冷却塔的影响十分重要。

降水量应每小时测一次。要测量降水强度、水量和降水类型及湿度数据。

(5) 混合层高度。

一般通过探空测温资料确定。即确定烟羽垂直伸展的上限。在较低的大气层中, 烟羽在垂直方向可以自由地上升和增大, 把这一层称为混合层。它的厚度称混合层高度, 即烟

羽自由增大的上边界。

8.3 弥散计算

8.3.1 简化公式

在厂址选择初期, 为了对大气弥散做判断, 可采用简化的地面平均最大浓度计算公式:

对于高架排放, 假设 σ_y/σ_z 变化不快时, 有

$$X_{\max} \approx \frac{2Q}{\pi e U H^2} \frac{\sigma_z}{\sigma_y}$$

式中: Q 为源强, 以释放率 (Bq/s) 表示; U 为平均风速, m/s ; H 为有效排放高度, 即烟囱高度加上烟羽抬升 $\Delta H = 3 \frac{W_0}{U} D$ (W_0 为排放烟羽出口速度, m/s ; D 为烟囱出口的内径, m); e 为 2.718; σ_z 、 σ_y 可查图得到, 在下风向地面平均最大浓度 X_{\max} 处, $\sigma_z = \frac{H}{\sqrt{2}}$ 。

8.3.2 帕斯奎尔稳定度分类

帕斯奎尔将大气稳定度分为六类, 见表 1.2-9。

帕斯奎尔平坦地形条件下的 10km 范围内的 σ_y 和 σ_z 参数如图 1.2-5 所示。

表 1.2-9

帕斯奎尔稳定度分类

10m 高处风速 U (m/s)	稳定度 (白天、日照)			稳定度 (夜间、云量)	
	强	中	弱	满天薄云或云量 $\geq \frac{4}{8}$	云量 $\leq \frac{3}{8}$
$U < 2$	A	A~B	B	E D D D D	F E D D D
$2 \leq U < 3$	A~B	B	C		
$3 \leq U < 5$	B	B~C	C		
$5 \leq U < 6$	C	C~D	D		
$6 \leq U$	C	D	D		

注 1. 表中, A 类为极不稳定。B 类为中等不稳定。C 类为弱不稳定。D 类为中性。E 类为弱稳定。F 类为中等稳定。

2. 表中, 强、中、弱系指日照。“中等”日照是晴天。日照常随中等云量 (5/8 到 7/8) 的出现, 由“强”减到“中”, 再随低云的覆盖变为“弱”。表中所列日照为不列颠岛的典型情况, 只供参考。

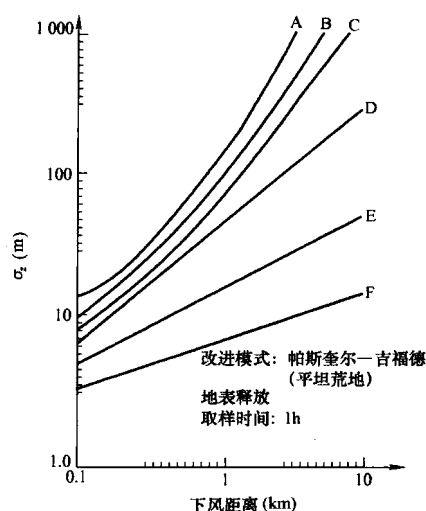
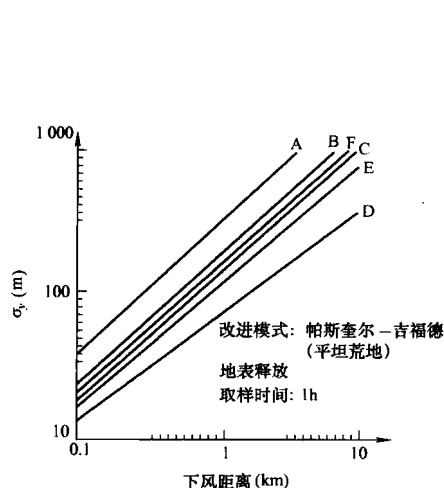


图 1.2-5 帕斯奎尔平坦地形条件下的 10km 范围内的 σ_y 和 σ_z 参数

8.4 极端气象事件

极端气象参数是表征气象环境参数 (气温和风速) 的极值; 极端气象事件是偶尔发生的极端事件, 通常依据其强度来度量, 例如破坏性和最大风速等。对龙卷风、最大风速是估算的。

极端气象事件包括暴风雪、尘暴、干旱和雷电、冰雹、龙卷风以及热带气旋等。本节在简单介绍极端气象参数的收集之后, 重点介绍与核安全相关的最终热阱及其有关系统设计基准的气象问题。

8.4.1 极端气象参数的收集

(1) 极端风。

选择厂址及其附近有代表性的气象站的数据。最好有30年或更长气候时段的数据,记录最大风速,例如最大3s阵风风速,最大60s持续风速。

设计基准风使用两种方法。一种为正常运行与预期运行事件所允许的设计限值,称“预计极端风速”,它是已定参照时间(50年或更长)间隔的风速极限值。另一种设计采用的限值是用于事故工况的,称“低概率极值风速”,它是在某参照时间间隔内具有限定超越概率($10^{-2} \sim 10^{-3}$)的极限风速。

(2) 极端降水。

选择厂址及其附近有代表性的气象台站长期连续的测量数据,一般是连续24h最大降水深度。总积水深度涉及厂区排水、屋顶泄水以及水(冰、雪)荷载,用概率论方法评价某一特定厂址的极端降水,用确定论方法考虑可能最大降水事件,估算降水深度不超过危险降水深度,并用来评价设计基准洪水。

与极端风相似,在设计构筑物屋顶等水荷载及排水时,使用与参照时间间隔(50年或更长)相应的“预计极端降水”为基准;当设计排洪系统时,要使用低概率极端降水量”来评估,并根据降水量与安全的关系,选择与极端降水量相应的概率等级和参考时间间隔。

(3) 极端积雪。

通常雪荷载不大可能对设计荷载有重大影响。当考虑设计基准积雪时,应当考虑降雨并人积雪的附加重量。其设计基准积雪的水当量重量要加上低超越概率降雨的重量。评价方法与极端降水一样。

(4) 极端温度。

同样,选择厂址及其附近有代表性的气象台站的测量值,至少要记录每天的最高和最低温度。利用这些长期记录的每天最高最低温度值,选出年度极端值表征年度最高和最低日温度。类似的做法,可以得到月或季度有代表性的参考最高、最低温度值。因为当评价设计基准温度时,极高或极低温度的持续性也是需要考虑的因素之一。

8.4.2 极端气象事件

评价关于极端气象事件的设计基准参数,对于龙卷风是最大风速、压力降和飞射物碰撞;对于热带气旋是最大风力和风压场;对可能最大洪水的气象数据则包括整个水体流域的历史降水量、暴雨记录(降水深度、降水面积、降水持续时间),以及影响严重的历史暴雨等雨量图。

(1) 设计基准龙卷风。

陆上龙卷风被描绘成强烈旋转的空气柱,常伴有风暴。海龙卷则是在大的水体上面生成的。在厂址选择过程中,常按最大风速及破坏情况分类,即富士达F等级的分类见表1.2-10。

表 1.2-10 F 等级分类

等级	伴生的破坏
F0	<33m/s, 中等破坏 对烟囱和电视天线有一些破坏;树的细枝被刮断;浅根树被刮倒
F1	33~49m/s, 中等破坏 剥掉屋顶表层;刮坏窗户;轻型车拖活动住房(或野外工作室)被推动或推翻;一些树被连根拔起或被折断;行驶的汽车被吹离道路。(32.6m/s是飓风的起速)
F2	50~69m/s, 相当大的破坏 掀掉框架结构房屋的屋顶,留下坚固的直立墙壁;农村不牢固的建筑物被毁坏;车拖活动住房(或野外工作室)被毁坏;大树折断或连根拔起;火车车厢被吹翻;产生轻型飞射物;小汽车被吹离公路

续表

等级	伴生的破坏
F3	70~92m/s, 严重破坏 框架结构房屋的屋顶和一些农村建筑物被完全毁坏;火车被吹翻;钢结构的飞机库和仓库型的建筑物被扯破;小汽车被吹离地面;森林中大部分树被连根拔起、折断或被夷平
F4	93~116m/s, 摧毁性破坏 整个框架结构的房屋被毁坏,留下一堆碎片;钢结构被严重破坏;树木被吹起后产生小的撕裂,碎片飞扬;汽车和火车被抛出一些距离或滚动相当的距离;产生大的飞射物
F5	117~140m/s, 难以置信的破坏 整个框架结构的房屋从地基上被抛起;钢筋混凝土结构被严重破坏 产生大小相当于汽车的飞射物;会发生难以置信的现象
F6~F12	141m/s 至声速(330m/s), 不可思议的破坏 万一发生最大风速超过F6的龙卷风,破坏的程度和形式是不可思议的。许多飞射物,如冰柜、水加热器、贮罐和汽车,会对构筑物产生严重的次生破坏

(2) 设计基准热带气旋。

热带气旋是一种巨大且旋转着的热湿空气团,其直径为100km或更大,其中心和边缘之间有着明显的压力差。热带气旋常常在海面生成,海上水汽冷凝而形成降雨。因此,热带气旋可能造成的危害是大雨和(或)涌浪引起的洪水及狂风的冲击。滨海厂址在规划和设计核电厂防护措施时,必须获得关于气旋引起的极端风和降水的数据。在确定最大风速时,最重要的气象因素是气旋风眼的中心压力或最低压力。该压力和气旋边缘处海面压力之差常常用作表示气旋强度或风的猛烈程度和特征。

(3) 可能最大洪水。

评价可能最大降水取决于多种因素:①引起任何特定厂址大量降水的气象特性。②气象数据数量、质量和类型。③地形特点以及这些因素综合对持续降水和选择关键排水的影响。上述条件,对每一个厂址实际上都是独有的。所以对评价可能最大降水量来说,没有唯一的、详细的和步骤分明的通用方法,需要熟悉极端暴雨气候的气象工作人员进行必要的研究解决。

9 厂址的人口分布调查和评估

人是环境条件中最敏感的要害。人口分布是核电厂厂址选择过程中需要给予高度重视的因素。我国核电厂建设起步阶段的选址政策:第一,建在缺煤炭资源、经济比较发达的沿海地带;第二,尽可能远离人口稠密的地区等等。江苏省苏南核电厂选址在长山,距张家港不足数公里;浙江省在乍浦附近选核电厂址,皆因人口中心距(电厂到万人以上的城镇边界距离)太小而搁浅。当然,随着核电厂的安全性、可靠性技术的进步,经验的积累,以及防御措施的加强,将厂址选择在离人口中心较近、且具有较高人口密度的区域也是有可能的。

本章仅对厂址选择阶段常用的简单方法,整个选址过程中所必须收集的人口资料,以及根据人口分布进行放射影响的评估做简要介绍。

9.1 资料要求和收集

整个选址过程中所必须收集的最低限度的人口资料,应考虑核电厂的存在对周围人口增长,以及对有关规划政策的

影响,预计核电厂整个寿期内的人口资料。所收集的资料应满足厂址筛选和推荐、正常释放和事故释放的潜在放射性影响评估,以及制定应急计划的要求。

9.1.1 人口资料

(1) 现有人口。

现有人口包括长住人口和暂住人口,收集范围包括外围地带。资料应尽可能准确,并注明来源。资料中有长住该地区人数,还要注明居住区、医院、其他公共设施、游览设施等位置。

(2) 长住人口。

必须获得相当详细的电厂周围区域长住人口的分布资料。可能的话,还应收集诸如职业、工作地点、通信方式和饮食习惯方面的资料。特别应注明居住区的类型,是农村还是城市,是市区还是一般城镇,或是与大工业设施相邻的地区。

(3) 暂住人口。

暂住人口包括短期和长期流动性人口。短期者如旅游,长期者如季节性居民和学生。对外围地带还应收集包括估计的最多人数及居住期的资料,还包括学校、医院、监狱和军事设施的资料。

(4) 规划人口。

规划的期间至少是核电厂整个寿期(40~60年)。可以分为预期电厂调试年份,以及寿期内10年、20年等的年份。规划人口应以该区人口增长率、迁移趋势和发展规划为依据,通过人口增长模式预估得到。

9.1.2 其他资料

为了进行放射性影响评估,还需要气象资料、水文和水文地质资料及附加资料。水文及水文地质资料和气象分别见本章第7节和第8节。附加资料是为了估计执行应急措施的能力,包括地形图及特征(如岛屿、山岳、河流);地方运输和通信网的能力;在紧急事故情况下难以撤离的居民群,如医院、监狱中的人员等。

9.1.3 资料的处理

对所收集的人口资料,应按长住人口和暂住人口分别进行整理。通常的格式是,以厂址为圆心构成同心圆环和这些环中由扇形半径划成为扇面来处理,具体见图1.2-6。

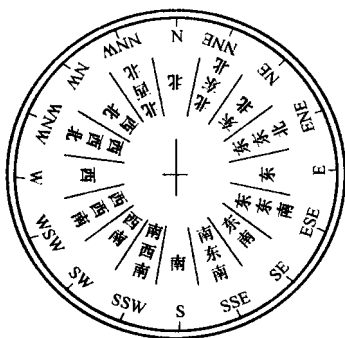


图 1.2-6 风向十六方位图

9.2 筛选厂址的方法和应用

从人口分布观点出发,国际上使用的评价方法有很多种,针对不同厂址特点和资料收集详细程度以及不同选址阶段可选择应用。概括起来有:固定区域法(A);累计人口曲线法(B);人口密度法(C);厂址人口因子法(D);厂址和扇形因子法(E);厂址人口和大气弥散法(F);归一化集体剂量法(G)。

这些方法根据资料的完备程度及厂址特征可分为两组。一组包括(A)、(B)、(D)、(G)和(E),使用时基本上只需要人口分布资料,最适宜在一个区域内初步筛选后备厂址或候选厂址;另一组包括(C)、(F)和(G),使用时除了人口分布资料外,或多或少要求详细考虑具体厂址特征,如气象、地形等条件,当从人口分布观点和潜在放射影响出发时,对几个候选厂址做比较,评估候选优化厂址最为适宜。对方法应用的建议按表1.2-11和表1.2-12选择。

表 1.2-11 根据资料的完备程度建议的方法选择

用途 所需的资料	适宜厂址 的筛选	备选厂址 的比较	备 注
人口分布	A、B、D	B、D、E	D和E假定一个与该区域有关的标准的理论大气弥散模式
人口分布和 简要的气象资料	C	C	只需要主导风向
人口分布和详细 的气象资料	—	F、G	往往需要计算机装置

表 1.2-12 根据环境特征建议的方法选择

自然环 境特征 人口特征	不考虑地形 和气象学	均匀的地形和 (或)气象特征	不均匀的地形和 (或)气象特征
均匀人口密度	B	C、D、E	F、G
不均匀人口密度	A、B	C、E	F、G

9.3 几种方法的参考做法

9.3.1 固定区域法

使用禁区和限制发展区概念,不同国家有不同的数值(如下表所列),我国对此也有相应的规定数值,见表1.2-13。

表 1.2-13 固定区域法

项目 国家	禁区(半径)①	限制区(半径)②	备 注
加拿大	约 1km	—	对个人剂量和集体剂量规定限值
不均匀 人口密度	约 0.65km	约 5km 低人口地带	可以接受
均匀人 口密度	≥ 500m	约 5km	对个人剂量和集体剂量规定限值

① 禁区一般不允许居民居住。

② 对某些大型企业或特殊单位的建设应适当加以限制。

9.3.2 人口密度法

通常是对环形地带和扇形地带分别加以评价。如分别以2、5、10、20km为半径的同心圆环区和以22.5°或45°角扇形区进行人口数或平均人口数的统计,然后分类比较择优见表1.2-14。

表 1.2-14 人口密度法

地带	环 形	扇 形
0~2km	I $V_{ZP}^{\oplus} \leq 1/3V_{MZF}$ II $V_{MZF} < V_{ZP} > 1/3V_{MZF}$ III $V_{ZP} > V_{MZF}$	不作明确分类但不应有大的人口中心
2~5km	I $V_{ZP} \leq 1/2V_{MZF}$ II $1/2V_{MZF} < V_{ZP} \leq V_{MZF}$ III $V_{ZP} < V_{MZF}$	$V_{SP}^{\oplus} \leq V_{MSP}$ $V_{MSP} < V_{SP} \leq 3V_{MSP}$ $3V_{MSP} < V_{SP}$

续表

地带	环 形	扇 形
5~10km	I $V_{ZP} \leq V_{MZP}$ II $V_{MZP} < V_{ZP} \leq 2V_{MZP}$ III $2V_{ZP} < V_{ZP}$	I $V_{SP} \leq 2V_{MSP}$ II $2V_{MSP} < V_{SP} \leq 4V_{MSP}$ III $4V_{MSP} < V_{SP}$
10~20km	I $V_{ZP} \leq 1.5V_{MZP}$ II $1.5V_{MZP} < V_{ZP} \leq 3V_{MZP}$ III $3V_{MZP} < V_{ZP}$	
备 注	对距离大于 20km 的地带只考虑距大城市的人口数 如果该扇形区位于主导风向,且主导风频率高于 20%则按降一类进行处理	

① V_{ZP} 为厂址周围环形区人口数, V_{MZP} 为区域人口数 (区域单位面积平均人口数乘以地带的面积)。

② V_{SP} 为扇形区人口数, V_{MSP} 为区域单位面积人口数乘以该扇形区面积的人口数。

9.3.3 厂址人口和大气弥散法

当需要对给定的厂址之间进行比较时,采用人口分布和当地气象条件相结合的评价方法是有效的办法。这里给出的是用厂址的大气弥散特征对电厂周围的人口分布进行加权处理。所谓加权,即用厂址因子 (SF) 来表征:

$$SF = \sum_i \sum_j N_{ij} \sum_m A_{ijm} P_m$$

式中: i 是扇形指数; j 是同心圆环指数; m 是气象条件指数,以风速和大气稳定度确定; A_{ijm} 是扇形 ij 中对应于气象条件指数的大气弥散因子; P_m 是扇形 i 中气象条件指数 m 的概率; N_{ij} 是扇面 ij 中的人口。

10 厂址的外部事件调查和评估

外部事件包括自然事件和人为事件。自然事件如地震、洪水、冰雹等已在前几章中谈过。这里仅限于外部人为事件的调查和评估。

有关人为外部事件的始发事件、来源及调查内容列在表 1.2-15 中。

表 1.2-15 始发事件、来源和调查范围一览表①

始发事件	来源	相关调查
爆炸、着火、易燃、腐蚀、有毒物或放射性释放,地面塌陷	化工厂、煤油厂、仓库、采矿业、森林、核设施等	爆炸物数量和性质,含有危险物质的作业,区域气象和地形特征,现有防护措施等
爆炸、着火、易燃、有毒、腐蚀等	铁路、公路、船舶运输等	运输繁忙情况、装运危险物品数量和类别,交通工具特点,气象和地形等
飞机坠毁	机场及运输走廊	航频度,跑道特点,飞机类型和特征,以及运输走廊的特点等
飞射物、爆炸易燃,腐蚀和有毒物质释放	军事设施	活动性能和飞射物性质,危险物品数量、种类,危险性活动特点等

① 此处不考虑人为破坏。

10.1 资料收集和潜在危险源的确认

收集资料时,首先分清是固定源如化工厂、炸药库等,还是移动源如海陆空运输工具等;其次在选址初期只需收集那些可能对核电厂造成影响和后果的可能的潜在源资料 (详见表 1.2-16)。

表 1.2-16 对核电厂的影响及其后果

对核电厂的影响	参 数	影响的后果
压力波	核电厂的超压对时间的函数	部件和系统损坏或部分构筑物倒塌
飞射物	质量 速度 形状 尺寸 物料种类 结构特点 冲击角度	构筑物的贯穿、穿孔或裂开或者部件和系统损坏 部件和系统损坏或部分构筑物倒塌
热	热流	部件或系统损坏 引燃可燃物
烟和尘	成分 浓度和数量对时间的函数	阻塞进风过滤器、控制室和核电厂其他重要的房间以及受影响区不可停留
易燃及易爆气体	浓度和数量对时间的函数	弥漫于核电厂并在厂内着火或爆炸,在厂区着火或爆炸
腐蚀性、有毒性的及放射性的气体以及气溶胶	浓度和数量对时间的函数,腐蚀性、毒性极限	弥漫于核电厂、控制室和受影响区不可停留 系统和部件腐蚀和损坏
地面震动	反应谱	机械损坏
洪水	水位 冲击水流速度	构筑物、系统和部件损坏
沉陷	沉陷、不均匀沉降、沉陷速率	构筑物倒塌或系统和部件损坏

由表 1.2-16 可见,各类危险品的类型、数量和状态,以及可移动源的性质都包括其中。这些资料可以从地图、出版物、政府档案部门以及政府和企业机构收集得到。在收集资料当中一定要包括在该区域中规划发展的设施及其活动的资料。

在收集资料的基础上,先排除那些没有必要作进一步考虑的源。通常采用“筛选距离值”和“筛选概率水平”的做法。所谓“筛选距离值”,就是超出这个距离值以外的外部人为事件的特定类型的潜在源可忽略不计;所谓“筛选概率水平”,就是某一特定类型的有影响事件的年发生概率值,低于这个概率水平的某一事件在筛选时可以忽略不计,目前采用小于 10^{-7} 作为筛选概率水平的保守值。经过筛选没有被排除的外部人为事件潜在危险源应绘制一张图,图上标出其与核电厂间的距离,包括化工厂、煤油厂、炸药库、矿山与采石场、各类运输工具及其活动场所、危险气液储罐和管线、重要军事设施等等,以便于对其评价并建立设计基准。

10.2 对外部人为事件影响的评估

在初步筛选中没有被排除的每一类相互影响的事件都应进行评估。必要时,要选择设计基准事件。

尽管有影响事件和潜在源各不一样,归纳起来,评估主要针对以下三种类型:飞机坠毁,化学品爆炸,易燃、易爆、有毒气液释放。

除上述主要人为事件外,对某一特定厂址有可能需要考虑其他事件的影响。

10.2.1 飞机坠毁

采用筛选距离值方法,需要下列具体资料:

- 1) 最近的机场到核电厂的距离。
- 2) 飞机类型和航班次数。

3) 空中走廊位置和它们的交叉情况。

4) 核电厂到军事设施, 如军用机场和实弹演习轰炸区的距离。除最大的飞机场外对所有机场目前采用 10km 作为筛选距离值。

如若详细评估, 则应统计飞机坠毁的概率, 而且对每一类型的飞机 (如大、中、小型军用和民用飞机) 确定区域内飞机坠毁概率。具体而言, 评估飞机坠毁概率时, 要考虑下列三个部分的独立概率。

P1 一般空运飞行在核电厂的坠毁概率。

P2 飞机在机场起降而在核电厂坠毁的概率。

P3 空中走廊内和高事故率的特定地点的飞机在核电厂的坠毁概率。

统计资料时, 应包括:

1) 在核电厂 4km 范围内的航线或起降通道。

2) 在核电厂 10km 范围内机场。

3) 在核电厂 16km 范围内的每年起降次数大于 $193d^2$ 次的机场和大于 16km 的设计年起降次数大于 $368d^2$ 的机场 (d 为以千米为单位表示的机场到核电厂的距离)。

4) 在核电厂厂区 30km 范围内的军事设施或轰炸演习区等的空域。

筛选概率水平为 10^{-6} 。就是说, 国内任何 1 万 m^2 面积上飞机年坠毁概率超过 10^{-6} , 则应把核电厂设计成能防御飞机坠毁。

若分析判断表明, 飞机坠毁的设计是必要时, 则需要荷载一时间函数和相应的撞击面积。作为例子, 这里给出波音 707-320 的计算荷载一时间函数见图 1.2-7 (飞机飞行速度为 370km/h)。

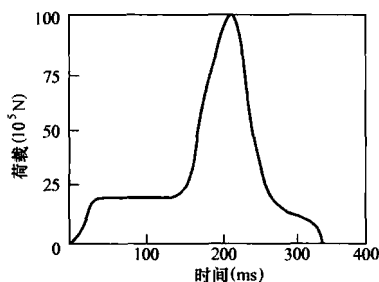


图 1.2-7 波音 707-320 的计算荷载一时间函数

使用荷载一时间函数时, 要求知道撞击面积, 波音 707-320 的计算撞击面积一时间函数见图 1.2-8。

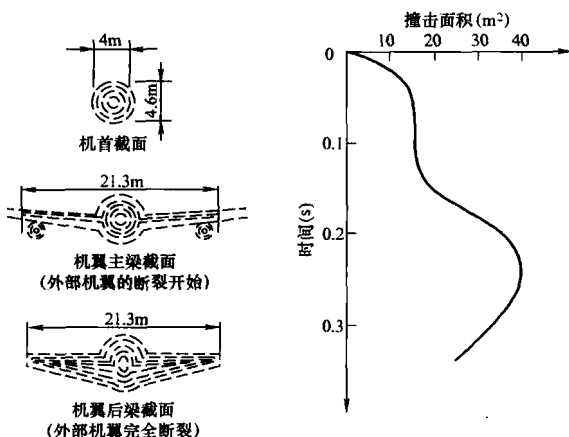


图 1.2-8 波音 707-320 的计算撞击面积一时间函数

计算中选用的撞击面积平均值, 对平面为 $37m^2$, 对球面为 $18m^2$ 。

10.2.2 化学品爆炸

爆炸通常指能够使周围空间压力大大升高的各种化学反应。爆炸可以产生中等压力的爆燃, 也可以产生很高近场压力的爆震。

爆燃的最大燃烧速度随气云的尺度而增大, 一般每秒不超过几十米, 产生十分之几的峰值超压 [达到 0.3bar (30kPa)]; 爆震中化学反应由冲击引发, 并以超音速度传播, 产生高的峰值超压, 如烈性炸药 (TNT) 的峰值压力可达 1000bar (100MPa) 的量级。

爆燃造成波前压力的缓慢增加, 其峰值压力在长时间内随距离相当慢地下降; 爆震可以引发更高超压, 而且是陡升, 但持续时间很短, 峰值超压在靠近爆震源处下降较快。

为了防御爆炸对核电厂造成危害, 厂址选择中可以利用下列图和公式进行初步分析和判断。

图 1.2-9 给出一个实例, 它假定在紧靠核电安全有关建筑的一个直径为 50m 的球形气云爆炸。由图 1.2-9 可见, 大约在 0.2s 作用在核电厂建筑物上的峰值压力为 30kPa。

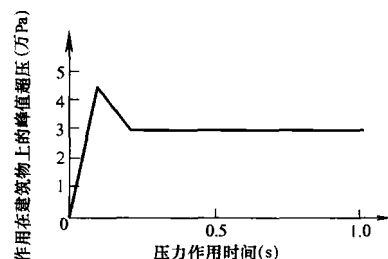


图 1.2-9 作用在核电厂建筑物上的压力图

图 1.2-10 和图 1.2-11 给出确定潜在爆炸源和核电厂安全相关物项之间允许距离的实例。

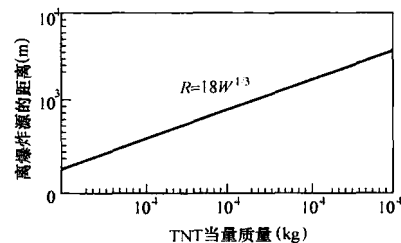


图 1.2-10 人射峰值压力为 7kPa 时距离与 TNT 当量质量的关系

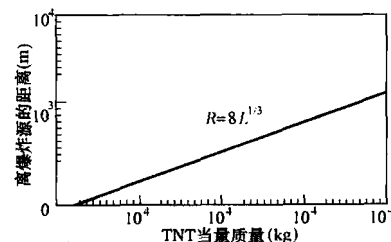


图 1.2-11 核电厂为防御 4.5×10^4 Pa 反射峰值超压时距离与 TNT 当量质量的关系

上列距离和超压的关系, 对于 7kPa (正入射) 和 45kPa (正反射) 的计算公式, 建议分别按 $R_p = 18W^{1/3}$ 和 $R_p = 8L^{1/3}$ 计算。

式中: R_p 是离爆炸处的距离, m; W 是以 TNT 表示的炸药质量当量, kg; L 是一处场地炸药贮藏 NTN 总质量当量, kg。

10.2.3 易燃、易爆、有毒气体释放

许多有毒气体和易燃气体在没有稀释前都比空气重得多,但也有比空气轻的。因此,对待这些气体的弥散,像对待空气那样的弥散会引起大的误差。对于毒气的弥散,人们希望跟踪到远低于易燃气体的浓度。一般毒性气体如氯气的致死浓度,接受持续时间在10h到6s之间,其浓度约为5~50g/m³之间。这相当于体积浓度为0.01%到1%之间。而许多碳氢化合物气体的燃烧极限浓度为1%。

对于毒性气体的初步评价,可采用如表1.2-17所列的毒品质与距离的关系进行。

表 1.2-17 化学毒品质与距离的关系

距离 (km)	0.5	1.0	1.5	4.0	8.0
质量 (t)	>0.04	>0.18	>0.40	>6.00	>30.00

表 1.2-17 基于下列假设条件:

- 1) 气体的毒性极限为 50mg/m³ (可用于氯气)。
- 2) 换气率为每小时 1.2 倍的空间容量 (典型值)。
- 3) 风速为 1m/s, 改进帕斯奎尔稳定度 F 类。

如果气体的毒性极限为 25mg/m³, 则可采用表 1.2-17 的二分之一; 如果换气率不同, 可按质量与换气率成反比进行修正。

对于贮气罐突然破裂可视为瞬时喷射释放, 它将形成浮动气云。初始气云可认为是高斯各向同性分布, 估算标准偏差公式为

$$\sigma = \left(\frac{Q}{7.87\rho_0} \right)^{1/3}$$

式中: σ 是标准偏差, m; Q 是初始事件释放量, g; ρ_0 是标准状况下的气体密度, g/m³。

11 厂址安全性分析与评价

根据原能源部颁发的“核电厂工程建设项目可行性研究与内容深度规定(试行)”, 安全评价应包括两部分, 即厂址安全性分析和职业安全卫生评价。本节根据国家核安全局安全法规 HAF101 规定, 评价那些与厂址有关而且必须考虑的因素, 以保证在核电厂运行寿期内厂址的综合影响不致对核电厂构成不可接受的风险。

厂址安全性分析与评价, 首先依据核安全法规和导则; 其次利用厂址特性调查资料作为输入; 再利用专业技术如各专业用计算机软件进行计算分析, 最后得到必须考虑建立各类事件的设计基准, 以保证核电厂运行寿期内的安全。

核安全法规导则已在第2节中列出。

各专业的厂址调查资料已在第5节至第10节介绍。这里根据工程经验, 列出分析与评价过程中所需资料的条目。

11.1 厂址及其环境特征

对厂址及其环境特征进行评价, 包括下列诸多方面:

- (1) 厂址地理位置及其地貌特征。
- (2) 人口分布。

1) 80km 内的人口分布, 必要的参数有人口总数, 平均人口密度, 各方位各扇形区人口数, 特别在厂址半径 5km 内, 20km 内的平均人口密度。

2) 重点居民点和城镇, 必要的参数有 5km 左右主要居民点和人口数, 万人以上城镇在厂址周围地带的分布。

3) 流动和暂住人口, 必要的参数有 5km 内从事商业、养殖、观光旅游等活动的人口。

4) 80km 范围内预期人口增减。

在评价核电厂对环境的影响时, 还需要有居民饮食、起居习惯的资料。

(3) 土地利用和资源概况。

1) 工业、交通、军事和文化设施的资料, 特别注意在厂址附近例如 15km 内的军事设施、监狱、大型医院, 10km 范围内航空和铁路输线、大型油库及历史文化古迹和风景游览区等。

2) 农、林、牧、渔。主要是要受到特别关注的大面积的种植、试验田, 大型养殖场及保护区, 近海鱼类资源繁殖和保护区等。

(4) 气象。

主要是当地气象条件, 如降雨、气温、气压、相对湿度、蒸发量、地表温度、主导风向等参数。此外, 灾害性天气现象, 如热带气旋和极端风速、陆龙卷风和海龙卷风、台风等资料。做大气弥散计算时, 当存在逆温时需要混合层高度的资料。

(5) 厂址附近地质构造。

主要是 5km 内有无断裂构造, 10km 内存不存在能动断层, 海岸与山坡稳定性, 地面塌陷资料。

(6) 厂址工程地质和水文地质条件。

首先是弄清楚厂址区地质与附近地质构造的关系, 保证厂址工程地质条件处于稳定或基本稳定地段; 水文地质也是弄清厂址水文地质条件和一个相对独立的水文地质单元的关系。优选厂址区的水文条件为独立的水文地质单元的地段。

(7) 水文气象。

主要有潮位、波浪, 以及海啸等资料, 以便计算基准高潮位、波高和厂址设计标高。

此外, 还有厂址海域泥沙和岸边稳定性等资料, 以及厂址附近区域江、河、湖, 水库等资料, 包括距厂址的距离, 集水面积、多年平均径流、枯水年径流等。

(8) 淡水水源。

对于一座百万千瓦级压水堆核电厂(滨海厂址), 年用淡水量约 100 万 m³。如果厂址周围不具备可供淡水量, 则此厂址是不可以接受的。当然也可以采用海水淡化, 但单位造价就提高了。

11.2 外部事件分析与评价

11.2.1 外部人为事件评价

评价一个外部人为事件危险源对核电厂的影响, 按核安全导则 HAD0105《核电厂厂址选择的外部人为事件》的推荐, 有以下几种方法:

(1) 对每一特定类型的源, 确定一个筛选距离值, 在该距离以外的人为事件可不考虑。当然, 筛选距离值的确定必须考虑事件发生的概率及其影响的严重程度。按导则的推荐, 几类外部人为事件筛选距离值为: 飞机坠毁, 4km 范围内有航线经过, 或 10km 范围内有机场, 或 16km 范围内每年设计起降次数大于 193d² 的机场, 以及 16km 外每年起降次数大于 386d² 的机场。其中 d 为厂址距机场的距离。

1) 爆炸: 5~10km (按爆炸当量可以估算)。

2) 着火: 1~2km。

3) 危险气云团: 8~10km。

(2) 对每类事件, 确定一个筛选概率水平, 低于此概率水平的事件, 可不必考虑。当然利用这种方法, 必须考虑收集数据的可靠性。导则推荐筛选概率水平为 10⁻⁷/a。

(3) 对核电厂产生影响的事件序列作保守假设, 按现实条件进行“最坏情况”研究, 以确定是否需要做进一步

考虑。

上述三种方法,在厂址选择评价过程中可以单独使用,也可以交叉使用。以广东岭澳厂址为例,当考虑军事设施和具有潜在危险工业设施时,由于在 10km 范围内没有军事基地、没有军事射击靶场、没有化工厂和化工危险品储存等设施;南海石化联合企业距厂址为 14.5km,惠州港码头距厂址 12km,即使发生爆炸并产生危险气云团,都在筛选距离值 8~10km 之外。因此,可以认为这类外部事件对核电厂产生影响是可以接受的;再如,飞机坠毁,香港、深圳及惠阳民用机场距厂址均在 50km 或更远,远远超过筛选距离 16km;而深圳到南海采油平台航线和深圳—黄冈—港口—汕头航线,鉴于国家已规定了 5km 半径为限制区,则可认为此类飞机坠毁可不予考虑;对岭澳核电厂唯一可能构成威胁的外部人为事件是海上运输危险物品。据调查资料,进出惠州港港口、走西航线的油轮,距厂址最近处为 6km,小于爆炸气云团筛选距离值。因此,要进行安全评价。

众所周知,油轮发生事件不外乎原油泄漏、着火、爆炸三种情况。原油泄漏不会导致核电厂失去最终热阱,着火筛选距离值为 1~2km,而油轮距厂址最近为 6km,所以,上述两种情况,不会对核电厂造成威胁。对于油轮爆炸,据调查资料,我国原油轮一般为 5~6 万 t,至今尚未发生过爆炸事故。如果假设货轮装运 1000t TNT 和 10 000t TNT 当量炸药情况下,经计算产生 0.07bar (7kPa) 的超压值,其安全距离分别为 1.8 和 4km,都低于筛选距离值。因此,即使油轮发生事故,对核电厂不会造成危害。由于在修建航道时,就挖了一个底宽 80m、面宽 120m 的梯形槽,万吨轮吃水深,底部处在槽中。因此不会发生漂移到核电厂附近再发生爆炸的情况。但是小型货轮,由于吃水浅则有可能发生漂移,漂移到厂址附近再发生事故。大亚湾核电厂最终安全分析报告对其概率进行了计算,其结果为 $5.91 \times 10^{-8}/a$,小于筛选概率水平 $10^{-7}/a$ 。

11.2.2 外部自然事件评价

外部自然事件包括地震、海啸、龙卷风、热带气旋、海水赤潮、洪水、地表断裂、斜坡不稳定以及基土液化等。

以岭澳核电厂为例,对外部自然事件是这样分析评价的:

(1) 地震。

厂址地震基本烈度的评定,是由中华人民共和国城乡建设环境保护部和国家地质局共同审批,并以 (83) 城核字第 426 号函确定大亚湾核电厂地震基本烈度为Ⅶ度,并指出该地震烈度适用范围为半径 30km。岭澳核电厂厂址与之相距仅 1km,所以,岭澳厂址地震基本烈度也是Ⅶ度。

(2) 近区域地震活动特征。

据调查资料,岭澳厂址半径 25km 范围内无 $M \geq 3.0$ 级地震记录;半径 5km 范围内无微震记录;半径 25km 范围内不存在发震构造。

(3) 近区域地震地质特征。

岭澳厂址对北东向的大浦—海丰断裂带是否西延至大鹏半岛及其活动特性,对北西向大亚湾断裂(中央列岛断裂)进行了深入研究与调查,其结论为:

1) 大浦—海丰断裂带在吉隆岩体以西部分,其地表形迹已甚微弱,在深部又受东西向构造所限制,没有西延至大亚湾、大鹏半岛。该断裂带自中更新世晚期以来,就未曾发生过地表及近地表的运动。

2) 根据航磁 ΔT 上延 5、10、15km 平面图推算,岭澳厂址距大亚湾北西向断裂的最近距离为 15km 左右;又据调

查现有资料,厂址附近区域范围内无第四纪火山活动。

(4) 地表断裂。

如前所述,厂址附近范围内不存在晚更新(10 万年)以来在地表和近地表处发生过运动的地表断裂,即不存在能动断层。据初步勘察结果,也没有发现走向朝向厂址的区域性断裂。因此,该厂址不存在地表断裂的潜在危险。

(5) 斜坡不稳定性。

岭澳厂址周围山体均为花岗岩体。岩层结构完整,历史上未发生过山体滑坡现象。但是,施工开挖以后,可视形成斜坡的具体情况,必要时可采取相应工程措施。

(6) 基土液化。

岭澳厂址基岩较为完整,核岛将坐落在完整基岩上,同时,本地区没有厚的含水层,据初步勘察资料,在厂址区的谷地地段中也不存在可液化的土层。因此,可以将地震时的基土液化排除。

(7) 厂址安全停堆和运行基准地震水平加速度峰值的确定。

该参数的确定,与地震基本烈度相同,是由国家地震局发文确定的。大亚湾核电厂经批准的数据如下:

SL-1 (OBE) 0.1g

SL-2 (SSE) 0.2g

岭澳厂址亦采用了这个数据。

(8) 洪水。

厂址选择阶段,要把汇水面积调查清楚,要根据历年降水记录,采用国家核安全局导则推荐的方法,结合排水径流的具体条件,确定设计基准洪水位及相应防洪措施。

12 核电厂对环境影响的分析和评价

核电厂建设、运行以及事故工况下对环境的影响,将由环境影响报告书全面详细分析计算和评价。这里主要针对在选址过程中必须要考虑的几项重要条件,即确保核电厂的最终热阱不被破坏;核电厂发生重大事故和严重事故时环境条件的保证及可接受性的评价。

12.1 最终热阱

最终热阱是接受核电厂所排出余热的大气或水体,或两者的组合。

以大亚湾电厂为例,它的最终热阱是南中国海的大亚湾。大亚湾核电厂在功率运行、正常停堆、冷停堆和事故工况下,从最终热阱经循环水过滤系统向核岛厂用水系统和常规岛循环水系统供水,其排出热进入西大亚湾。鉴于西大亚湾水体面积约为 100km²,水体体积约 10 亿 m³,相对核电厂的用水可视为无限热阱。

据大亚湾核电厂最终安全分析报告,在分析评价诸如自然灾害龙卷风、地震、洪水、低潮位、海藻及其他有机物污染;内、外部射物、泄漏、断电、火灾等之后,认为最终热阱的设计是可以接受的。

大亚湾核电厂所用海水,其设计温度为 30.8℃,最高温度为 34.5℃。在大亚湾核电厂附近 1km 处又建岭澳核电厂,大亚湾和岭澳核电厂温水排放经同一水渠排入西大亚湾,两电厂温水排放经数值模拟分析,对两座电厂取水最大温升分别为 0.7 和 1.7℃。

以上可见,大亚湾海水作为大亚湾和岭澳核电厂最终热阱是安全可靠的。

12.2 电厂事故的环境影响

为了评价厂址的适宜性,根据 GB 6249—1986《核电厂

环境辐射防护规定》的规定,采用最大可信事故的放射性后果作为分析和评价。所谓最大可信事故,就是反应堆堆芯熔化,但安全壳和工程安全设施可用,其发生概率 $<10^{-4}/\text{堆}\cdot\text{a}$,是核电厂寿期内极不可能发生的假想事故。

以大亚湾核电厂为例,用大破口失水事故的保守模型作为最大可信事故进行分析。

(1) 事故源项假设。

1) 发生大破口失水事故时,核反应堆堆芯达到平衡燃料循环末期所积累的裂变产物。其中100%的惰性气体和25%的碘释放到安全壳中。

2) 释放的放射性碘有两种化学形态,即分子碘90%和贯穿碘10%。

3) 事故发生后,安全壳喷淋系统及时投入,假设喷淋系统对分子碘去除率常数为 20.79h^{-1} ,去除因子为1000;喷淋对贯穿碘不起作用。

4) 安全壳泄漏,假设在发生事故24h内向泄漏放射性物质总量的0.3%,24h之后泄漏率减半,即每天泄漏安全壳内放射性物质总量的0.15%。

5) 放射性外逸持续时间为30d,30d之后可以忽略。

(2) 事故后果计算。

事故后果计算需要用专门的计算机程序,专业人员要花大量时间对大气弥散和事故剂量进行计算,这些在环境影响评价一节中会有详细介绍。本节只在评价,对剂量结果感兴趣。

在评价事故对厂址周围居民受照射时,考虑以下三种途径:

- 1) 从烟云中吸入放射性碘引起的内照射。
- 2) 放射性烟云浸没的外照射。
- 3) 沉积在地面的放射性碘引起的照射。

对于液态途径和食物链引起的照射,由于考虑发生事故时可采取特殊防护和限制措施,则可无须考虑。

当不考虑烟羽输运过程中放射性衰变和沉积,烟羽外照射和地面沉积外照射的屏蔽因子,对个人取0.7,对集体取0.5时,最大可信事故发生后8h内非居住区边界处个人接受的有效剂量当量的最大值为 $3.88\text{E-}2\text{Sv}$ 、 1.272Sv (甲状腺);事故发生后30d内限制区边界处个人接受的有效剂量为 $6.85\text{E-}3\text{Sv}$ 、 $2.27\text{E-}1\text{Sv}$ (甲状腺)。

根据GB 6249—1986的规定,8h个人有效剂量当量要小于 0.25Sv 和 2.5Sv (甲状腺)。可见,最大可信事故计算值仅为规定值的六分之一和二分之一(甲状腺)。为此认为,即使发生极不可能发生的假想最大可信事故,对环境的影响(主要对人的影响)也是可以接受的。

12.3 执行应急计划的厂址条件

在执行应急计划的厂址条件中,厂址特征及人口密度和分布,还有交通、通信条件是主要因素。

以大亚湾核电厂厂址条件为例,厂址周围10km范围内常住人口总数不超过14 000人。按照事故后果和风险概率分析,烟羽应急计划区半径为10km,计划撤离的范围为5km。后来建设岭澳核电厂,5km范围内居民点和人口数见表1.2-18。

表 1.2-18 5km 范围内居民点和人口数

村 名	方 位	距离 (km)	人 数
鹏 域	W	4.4	964
东山珍珠场	SSW	4.5	126
较场尾	W	4.9	307
高 大	NW	4.7	53
皿 和	W	4.9	143
合 计			1 593

半径5~10km范围内人口总数不超过62 000人,在10km范围内除西南方位1km处有大亚湾核电厂外,无其他大型工、矿、企、事业单位,无大型医院、监狱和放牧等在紧急情况下难以撤离和隐蔽的人群。由此可见,烟羽应急计划区半径和5km撤离区均符合安全标准要求。在发生超设计基准事故,按S3源项计,距厂址5km处西方位的最大个人有效剂量当量为 $8.9\times 10^{-2}\text{Sv}$,甲状腺剂量为 1.2Sv ,均低于HAD0703应急干预水平的规定。因此,从人口密度及分布角度评价,大亚湾和岭澳核电厂厂址对执行应急计划较为有利。但是,应注意在限制发展区应有序地发展经济而不要影响应急计划的执行。

仍然以大亚湾和岭澳核电厂为例,评价厂址地形条件、运输条件和通信条件对执行应急计划的影响。厂址地形特征:东南面临大亚湾,正北1.5km处山高248.9m向厂址渐渐降低,厂区标高33.5~57.9m,正西1km处山高181.9~200m向厂址渐渐降低。简言之,厂址基本处于近三面为山、一面为海的地域。该地形对大气弥散有一定影响,使得从核电厂通往鹏域、大鹏镇并延至深圳、广州的公路通道,处在常年主导风向的下风侧,事故应急时对撤离不利。但是该厂址还修建了第二应急通道,从厂址往东北经岭澳、长湾转向田寮下直至坝岗的公路可供人员撤离使用。此外,从水路撤离也是一条通道。总之,从作为人员撤离用的公路交通来看,厂址条件对执行应急计划不存在障碍。

此外,现代化的通信手段,除个别边远山区外,应急通信毋庸置疑,广东阳江核电厂址虽然有山相隔,当时信号不通,只需建设对外通信网就迎刃而解了。

当全面地分析评价核电厂对环境的影响时,诸如建设核电厂时施工的噪声,以及核电厂正常运行时对环境辐射影响等,在环境影响评价报告书中会有全面介绍。

第 3 章 核电厂的环境影响

核电厂在建造、运行及退役各阶段期间都可能对环境造成各种影响，这些影响可以分为辐射的和非辐射的两类。非辐射的环境影响主要是施工过程中对周围的影响，电厂运行时排出的废热、化学物质的影响、输电系统的电磁辐射影响以及发电机和汽轮机的噪声影响，这些影响与常规发电厂相似，此处不作细述。辐射影响是核电厂环境影响中比较突出的部分，它是由核电厂运行过程中产生的放射性废气、废液与固体废物排放所造成的，通常也是核电厂环境影响评价中的重点。

1 放射性物质的产生和排出

利用可控核裂变得到的热能的核电厂本身就是一个非常巨大的辐射源。一个百万千瓦级的核电厂的热功率在 300 万 kW 左右，大约每秒产生 10^{20} 裂变，每次裂变平均约放出 2.4 个中子和 8MeV 的 γ 光子，并形成大量的裂变产物。这些裂变产物在堆内累积的活度大约可达 5×10^8 TBq，其衰变时放出的 γ 光子能量大致相当于每次裂变为 7MeV。由于有大量中子存在，各种材料在其辐照之下也会形成大量的活化产物。这些都组成了核电厂的放射性源项，必须采用强大的、可靠的多道实体屏障和多重防御系统将它们包容起来以免危害工作人员和公众。尽管如此，这些屏障和包容系统不是绝对的，在核电厂的运行过程中，各种微小的泄漏还是不可避免地存在。在发生意外事件时更有可能越过前几道密封屏障形成放射性废气、废液和固体废物。因此，核电厂总是设置了一整套的三废处理设施将放射性三废处理到符合国家排放标准的要求，并达到合理可行尽量低的水平。在事故工况下，为了缓解事故后果，还设置了专门的专设安全设施和一些专门的系统来防止和减少可能的放射性物质释放以保护工作人员和公众的安全。

1.1 运行状态下的排放源项

运行状态包括核电厂的正常运行和预计运行事件这两类工况，它包括了核电厂在运行技术规格书所规定范围内的各种运行状态以及中等频度故障条件下的放射性物质排出。通常在核电厂的设计阶段，在考虑了多个机组的运行经验反馈后，以一个具有包容性的设计最大排放源项来表示。对于压水堆机组来说，排放源项是在某一个燃料元件当量破损率或以一回路冷却剂中某个当量活度为基准，在冷却剂压力边界

的泄漏处于某个基准值，三废处理系统正常运行状态下的排放值。以秦山第二核电厂为例，当一台机组处于预期值运行状态 (CASE A)，另一台机组处于设计最大值运行状态 (CASE B) 时，两台机组的年排放量如下：

- (1) 液态途径。
 - ^3H 2.4×10^1 TBq
 - ^{14}C 3.3×10^1 GBq
 - 其他核素 1.86×10^2 GBq
- (2) 气态途径。
 - 惰性气体 1.47×10^2 TBq (^{41}Ar 约 3.2GBq)
 - ^3H 约 4TBq
 - ^{14}C 约 0.32TBq
 - 碘 1.11GBq
 - 气溶胶 (半衰期 $> 8\text{d}$) 约 3GBq

- (3) 固体废物。
 - 废树脂，体积约为 36.5m^3 ，采用水泥固化，约装 276 个混凝土容器和 60 个金属桶，总活度约 7.52×10^2 TBq。
 - 浓缩液，约 45m^3 ，采用水泥固化，约装 132 个混凝土容器，总活度约 6.86TBq。
 - 废过滤器芯子，约 218 个，装 110 个混凝土容器和 108 个金属桶，总活度约 16.4TBq。
 - 各种可压缩干废物，约 650 个金属桶，总活度很低。
- 在实际正常运行过程中，由于燃料元件基本没有破损、一回路压力边界 (特别是蒸汽发生器) 的泄漏远小于设计值，放射性三废的排出量比设计值低得很多。以 2004 年为例，在液态途径中，氚为 10.6TBq，其他核素为 2.26GBq；在气态途径中，惰性气体为 20.8TBq，氚为 0.12TBq，碘为 0.04GBq，气溶胶为 6.41MBq，固体废物中混凝土容器为 75 个，金属桶为 234 个。

1.2 事故工况下的排放源项

核电厂运行过程中总是不可避免地会出现一些意外事件。为了以统一用语向公众快速报道，使核技术界、新闻界和公众之间能达到一个共同的理解，国际原子能机构和经济合作与发展组织核能机构联合制定了国际核事件分级准则。根据各个核事件的厂外影响、厂内影响和纵深防御能力下降把事件分成 7 个等级，表 1.3-1 和表 1.3-2 给出了分级的基本结构及实例：

表 1.3-1 国际核事件分级的基本结构

事件分级	准则或安全特性		
	厂外影响	厂内影响	纵深防御能力下降
7 特大事故	大量释放：大范围的健康和环境影响		
6 重大事故	明显释放：可能需要全面执行计划的对策行动		
5 具有厂外风险的故事	有限释放：可能要求部分执行计划的对策行动	堆芯/放射性屏障严重损坏	
4 没有明显厂外风险的故事	少量释放：公众剂量相当于规定限值量	堆芯/放射性屏障发生明显损坏有工作人员受到致死剂量	

续表

事件分级	准则或安全特性		
	厂外影响	厂内影响	纵深防御能力下降
3 重大事件	极少量释放：公众剂量相当于规定限值的一小部分	污染严重扩散/有工作人员产生急性放射性效应	接近发生事故 安全保护层全部失效
2 事件	安全上无重要意义	污染明显扩散/有工作人员受过量照射	安全措施明显失效
1 异常		安全上无重要意义	超过规定运行范围的异常情况
0 低于 1 级的事件、偏离			安全上无重要意义
分级范围之外事件	与安全无关		

表 1.3-2 国际核事件分级

级 别	说 明	准 则	实 例
7	特重大事故	大型核装置（如动力堆堆芯）的大部分放射性物质向外释放，典型的应包括长寿命的短寿命的放射性裂变产物的混合物（数量上，等效活度超过 10^{16} Bq ¹³¹ I）。这种释放可能有急性健康影响；在大范围地区（可能涉及一个以上的国家）有慢性健康影响；长期的环境后果	1986 苏联切尔诺贝利核电厂（现属乌克兰）事故
6	重大事故	放射性物质向外释放（数量上，等效活度相当于 $10^{15} \sim 10^{16}$ Bq ¹³¹ I），这种释放可能导致需要全面执行地方应急计划的防护措施，以限制严重的健康影响	1957 年苏联基斯迪姆后处理装置（现属俄罗斯）事故
5	具有厂外风险的事故	放射性物质向外释放（数量上，等效活度相当于 $10^{14} \sim 10^{15}$ Bq ¹³¹ I），这种释放可能导致需要部分执行应急计划的防护措施，以降低健康影响的可能性。核装置严重损坏，这可能涉及动力堆的堆芯大部分严重损坏，重大临界事故或者引起在核设施内大量放射性释放的重大火灾或爆炸事件	1957 年英国温茨凯尔反应堆事故 1979 年美国三里岛核电厂事故
4	没有明显厂外风险的事故	放射性物质向外释放，使受照射最多的厂外个人受到几毫希沃特量级剂量的照射。由于这种释放，除当地可能需要采取食品管制行动外，一般不需要厂外保护性行动。核装置明显损坏，这类事故可能包括造成重大厂内修复困难的核装置损坏。例如：动力堆的局部堆芯熔化和非反应堆设施的可比拟的事件，一个或多个工作人员受到很可能发生早期死亡的过量照射	1973 年英国温茨凯尔后处理装置事故 1980 年法国圣洛朗核电厂事故 1983 年阿根廷布宜诺斯艾利斯临界装置事故
3	重大事件	放射性物质向外释放超过规定限值，使受照射最多的厂外人员受到十分之几毫希沃特量级剂量的照射。无须厂外保护性措施。导致工作人员受到足以产生急性健康影响剂量的厂内事件和/或导致污染扩散的事件。例如：几倍于 10^{15} Bq 的放射性物质释放进入二次包容结构或容器，而这些放射性物质还可以重新返回令人满意的储存区域。安全系统再生一点问题就会变成事故状态的事件，或者如果出现某些始发事件，安全系统已不能阻止事故发生的状态	1989 年西班牙范德略斯核电厂事件
2	事件	安全措施明显失效，但仍具有足够纵深防御，仍能处理进一步发生的问题。导致工作人员所受剂量超过规定年剂量限值的事件和/或导致在核设施设计未预计的区域内存在明显放射性，并要求纠正行动的事件	
1	异常	超过规定运行范围的异常情况，可能由设备故障、人为差错或规程有问题引起（这类异常应与不超过运行限值和条件，并能根据适当规程进行处理的状况区别开来，后者是典型的“低于 1 级的事件”）	
低于 1 级/0 级	偏差	安全上无重要意义	

在核电厂设计中通常将核电厂状态分为运行状态和事故工况，在事故工况中分为设计基准事故和超设计基准事故。设计基准事故是核电厂按确定的设计准则在设计中采取针对性措施的那些事故工况，并且该事故中燃料的损坏和放射性物质的释放保持在管理限值以内。在设计基准事故和预计运行事件之间也还有一些没有明确地考虑作为设计基准事故，但可为设计基准事故所涵盖的那些事故工况。在超设计基准事故中有一些发生概率相对较大但没有造成堆芯明显恶化的事故工况。根据 GB/T 15761 将设计基准事故按其可能发生的频率和严重程度分为两类即工况Ⅲ（稀有事故或大事故）

和工况Ⅳ（极限事故或重大事故）。工况Ⅲ是在核电厂寿命内发生频率很低事故，其典型的例子有：

- 1) 反应堆冷却剂系统管道小破口。
- 2) 二回路系统管道小破口。
- 3) 反应堆冷却剂系统强制流量明显减少。
- 4) 反应堆堆芯中一个燃料组件装错位置或错装料。
- 5) 反应堆带功率运行下，一束控制棒快速提出。
- 6) 稳压器一个安全阀误开启。
- 7) 化学和容积控制箱破裂。
- 8) 放射性废气储存罐破裂。

9) 蒸汽发生器一根传热管破裂。

工况Ⅲ可能引起反应堆中的少量燃料元件的有限损坏,但不影响堆芯的几何形状和反应堆堆芯的正常冷却。对于厂外环境来说,该类事故中具有代表性和对环境影响有包络性的事故是蒸汽发生器一根传热管破裂事故。以秦山第二核电厂为例,其向环境的累计放射性释放量如表 1.3-3 所列。

表 1.3-3 蒸汽发生器传热管破裂事故
向环境的累计放射性释放量 (GBq)

核 素	0~0.5h	0~2h	0~8h
Kr-85m	1.69E+03	1.70E+03	1.70E+03
Kr-85	1.42E+01	1.43E+01	1.44E+01
Kr-87	2.62E+03	2.63E+03	2.63E+03
Kr-88	4.57E+03	4.58E+03	4.60E+03
Xe-133	1.65E+04	1.65E+04	1.67E+04
Xe-135	7.81E+03	7.83E+03	7.89E+03
Xe-138	3.06E+03	3.06E+03	3.06E+03
I-131	4.63E+02	1.27E+03	1.28E+03
I-132	1.35E+02	3.61E+02	3.62E+02
I-133	3.16E+02	4.73E+02	4.74E+02
I-134	2.03E+01	5.18E+01	5.18E+01
I-135	4.97E+02	1.35E+02	1.36E+02

工况Ⅳ认为是核电厂寿期内不可能发生的事故,其典型的例子有:

- 1) 一根主蒸汽管道双端破裂。
- 2) 一根主给水管双端破裂。
- 3) 单台反应堆冷却剂泵转子卡住。
- 4) 单组控制棒组件弹出。
- 5) 蒸汽发生器一根传热管破裂伴随一个主蒸汽安全阀在开启位置卡住。
- 6) 反应堆冷却剂丧失。
- 7) 燃料装卸事故。
- 8) 乏燃料运输容器装卸事故。

工况Ⅳ事故可以导致燃料元件严重损坏,但反应堆堆芯几何形状不受破坏,堆芯冷却可以保持。该类事故中具有代表性和对环境影响有包络性的事故是一回路冷却剂管道双端断裂引起的冷却剂丧失事故和蒸汽发生器一根传热管破裂伴随安全阀卡开事故,其向环境的累计放射性释放量如表 1.3-4 和表 1.3-5 所示。

表 1.3-4 失水事故向环境的累计放射性释放量 (GBq)

核 素	0~2h	0~8h	0~24h	0~96h	0~720h
Kr-83m	9.03E+02	1.62E+03	1.70E+03	1.70E+03	1.70E+03
Kr-85m	2.43E+03	6.48E+03	8.90E+03	9.01E+03	9.01E+03
Kr-85	1.02E+03	4.08E+03	1.22E+04	3.28E+04	1.89E+05
Kr-87	3.20E+03	4.76E+03	4.82E+03	4.82E+03	4.82E+03
Kr-88	5.94E+03	1.33E+04	1.54E+04	1.55E+04	1.55E+04
Xe-133m	2.84E+03	1.09E+04	2.95E+04	5.55E+04	6.91E+04
Xe-133	2.01E+04	7.92E+04	2.27E+05	5.17E+05	1.02E+06
Xe-135m	7.08E+02	7.11E+02	7.11E+02	7.11E+02	7.11E+02
Xe-135	4.94E+03	1.59E+04	2.94E+04	3.23E+04	3.23E+04
Xe-137	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02
Xe-138	2.88E+03	2.89E+03	2.89E+03	2.89E+03	2.89E+03
I-131	7.35E+02	2.91E+03	8.48E+03	2.04E+04	5.15E+04
I-132	8.08E+02	1.63E+03	1.78E+03	1.78E+03	1.78E+03
I-133	1.49E+03	5.40E+03	1.27E+04	1.75E+04	1.79E+04
I-134	8.43E+02	1.06E+03	1.06E+03	1.06E+03	1.06E+03
I-135	1.29E+03	3.86E+03	6.25E+03	6.52E+03	6.52E+03

表 1.3-5 蒸汽发生器一根管子破裂
并伴随一个主蒸汽安全阀开启不回
座事故向环境的释放量 (GBq)

核 素	(0~2h)	核 素	(0~2h)
Kr-85m	1.44E+04	Xe-138	9.27E+03
Kr-85	1.35E+02	I-131	2.76E+04
Kr-87	1.74E+04	I-132	6.54E+03
Kr-88	3.57E+04	I-133	5.27E+03
Xe-133	1.56E+05	I-134	7.02E+02
Xe-135	7.07E+04	I-135	2.74E+03

应该注意到设计基准事故是对核电厂运行的环境影响评价中使用的。在核电厂厂址选择时,为了评价所选厂址的适宜性,GB 6249 中规定要采用“最大可信事故”,这是指堆芯大规模地熔化,放射性物质向环境释放达到最严重事故。该事故的选择源于美国联邦法规 10CFR100 早期的规定,2000 年美国核管会导则 RG1.183 根据多年来科技的发展,规定了“替代源项”,用于设计基准事故的辐射后果估价,它不仅应用于厂址选定,且可应用于控制室可居留性,应急响应设施及其可居留性、设备的环境鉴定等多个方面。我国尚未对严重事故的源项考虑作出具体规定,对于秦山第二核电厂来说,沿用了法国为大亚湾核电站所提出的“S3 源项”。该源项是用向环境释放相当于平衡循环下堆芯放射性物质积存量的份额来表示,如表 1.3-6 所示。

表 1.3-6 严重事故源项 (S3) 堆芯积存量的百分数 (%)

惰性 气体	有机碘	无机碘	铯、 钡	锶、 钡	碲	钨	铀
75	0.55	0.30	0.35	0.04	0.35	0.03	0.005

该源是停堆约 1d 后的缓慢非直接(过滤)释放,用于场外应急响应的考虑中。

2 环境影响评估

在核电厂选址、设计及建造、运行和退役等阶段就其建设、运行和退役可能对环境的影响进行评估的目的是评价其对公众和环境的影响并提出必需的防治措施,评价内容一般包括正常和事故工况下放射性物质及非放有毒有害物质排放的环境影响,重点是放射性物质排放的环境影响评价。

2.1 运行状态下的环境影响

(1) 辐射影响。

核电厂运行时排出的各种放射性物质通过三废排放途径对公众和环境造成影响。需要说明的是存在于核电厂内部的密封源包括反应堆堆芯、燃烧过的核燃料、一回路的冷却剂等强大的核辐射,由于在厂房内采取足够厚度的保护工作人员安全的生物屏蔽层,对公众的影响已可忽略不计。因此,核电厂的辐射影响主要的就是评价其气态和液态两种排放通过各种转移途径对公众造成的内、外照射剂量。评价中通常采用简化模式并对各个隔室之间的迁移使用平衡情况下的转移参数。图 1.3-1 给出了简化的模式图,模式中各隔室使用的单位见表 1.3-7,隔室之间的转移参数单位见表 1.3-8。

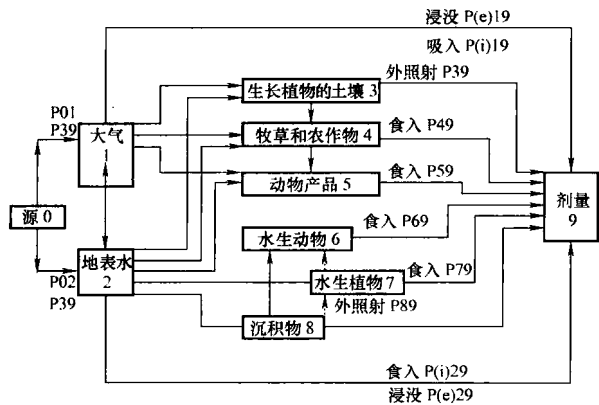


图 1.3-1 环境转移简化模式

表 1.3-7 模式中各隔室使用的单位

隔 室	单 位
0 (源)	Bq/s
1 (大气)	Bq/m ³
2 (地表水)	Bq/L
3 (生长植物的土壤)	Bq/m ²
4 (农作物和牧草)	Bq/kg
5 (动物产品)	Bq/kg
6 (水生动物)	Bq/kg
7 (水生植物)	Bq/kg
8 (沉积物)	Bq/kg
9 (剂量)	Sv/a

表 1.3-8 隔室之间转移参数单位

转移参数	途 径	单 位
P ₀₁	源→大气	s/m ³
P(i) ₁₉	大气→剂量(吸入)	Sv·m ³ /(a·Bq)
P(e) ₁₉	大气→剂量(浸没)	Sv·m ³ /(a·Bq)
P ₁₃	大气→生长植物的土壤	m
P ₁₄	大气→农作物+牧草	m ³ /kg
P ₁₅	大气→动物产品	m ³ /kg
P ₃₄	生长植物的土壤→农作物+牧草	m ² /kg
P ₃₉	生长植物的土壤→剂量	Sv·m ² /(a·Bq)
P ₄₅	农作物+牧草→动物产品	kg/kg
P ₄₉	农作物+牧草→剂量	Sv·kg/(a·Bq)
P ₅₉	动物产品→剂量	Sv·kg/(a·Bq)
P ₀₂	源→地表水	s/L
P ₂₃	地表水→生长植物的土壤	L/m ²
P ₂₄	地表水→农作物+牧草	L/kg
P ₂₅	地表水→动物产品	L/kg
P ₂₆	地表水→水生动物	L/kg
P ₂₇	地表水→水生植物	L/kg
P ₂₈	地表水→沉积物	L/kg
P(i) ₂₉	地表水→剂量(食入)	Sv·L/(a·Bq)
P(e) ₂₉	地表水→剂量(浸没)	Sv·L/(a·Bq)
P ₆₉	水生动物→剂量	Sv·kg/(a·Bq)
P ₇₉	水生植物→剂量	Sv·kg/(a·Bq)
P ₈₉	沉积物→剂量	Sv·kg/(a·Bq)

(2) 非辐射环境影响。

核电厂对环境的非辐射影响首先是“温排水”的废热影响。当温排水排入海洋时，国家规定一、二类环境功能区人为造成的海水温升夏季不超过当时当地的水温 1℃，其他季

节不超过 2℃；三、四类环境功能区则为 4℃。由于核电厂温排水的水温一般要比当时当地高 10℃左右，且排水量巨大，在排水口附近将会形成一个相当面积的“混合区”。该混合区的范围应当根据海流和排水水流的水动力条件，邻近近岸海域环境功能区的水质要求进行科学论证。混合区不得影响邻近近岸海域环境功能区的水质和鱼类洄游通道。通常混合区的大小用二维甚至三维的数值模拟计算并用适当比例的物模校验来确定。对没有足够大水域的内陆核电厂，均要采用体形巨大的冷却塔来冷却循环冷却水并提供电厂的最终热阱，鉴于核电厂对排出余热的特殊要求，必须保证其高度的可靠性。同时，由于核电厂的排气烟囱一般相当矮小，放射性废气排出后在大气中的弥散必定要受到它的干扰，这在事故工况下尤为重要。

非辐射影响的第二个主要因素是化学物质排放。对于向海体排放，最大的影响因素是游离态余氯。为了防止海洋生物在循环冷却水管道内的附着和繁殖，在电厂的循环冷却水系统中要进行“加氯”处理。通常采用电解法直接电解海水得到次氯酸钠加入循环冷却水中，使之达到 1mg/L 的浓度水平。这足以达到生物防治的目的，而排水口的余氯浓度一般不超过 0.5mg/L。由于游离态余氯在海水中能很快地消散，经 1km² 左右面积的扩散，其浓度可小于 0.05mg/L，已不至于对海洋初级生物产生明显影响。至于其他的物理学物质，由于排放量小均不会对环境产生可察觉的影响。对于使用冷却塔的核电厂，其氯化处理通常是在夏季定期进行并实施“大投加量”（投加至 50mg/L）模式，此时冷却塔不排污，经过约 6~10h 后排污水中余氯达到 0.1mg/L 时方可排污。

与常规电厂相似，输电线路的电磁辐射影响不可忽视。当今，因电网电压的等级不断提高，电磁污染日益增大并表现在对通信线路的干扰、对无线电与电视的干扰及对人体的影响诸方面。目前，虽然我国尚未制定电磁辐射危害公众的安全标准，但可以改进设计如提高导线高度、双回路导线逆相布置和高、低压导线分层架设等措施来加以改善。

2.2 事故工况下的环境影响

核电厂事故工况下的环境影响仅评价核辐射影响，并对设计基准事故和严重事故分别处理，对严重事故主要评价其应急计划的可行性。

GB 6249 规定了设计基准事故下的公众危险约束如表 1.3-9 所示。

表 1.3-9 事故时公众个人（成人）的受照剂量控制值

GB 6249 分类	电厂工况	有效剂量	甲状腺剂量当量
大事故	Ⅲ（稀有事故）	<5mSv	<50mSv
重大事故	Ⅳ（极限事故）	<0.1Sv	<1Sv

通常评价非居住区边界处的个人在整个事故期间的受照量。

在严重事故情况下，器官或组织受到急性照射时预期应进行干预的剂量行动水平如表 1.3-10 所示。

表 1.3-10 急性照射的剂量行动水平

器官或组织	全身（骨髓）	肺	皮肤	甲状腺	眼晶体	性腺	胎儿
2d 内预期吸收剂量 (Gy)	1	6	3	5	2	3	0.1

应急照射情况下,在使关键组公众的受照预期剂量不超过急性照射的剂量行动水平条件下,公众紧急防护行动的通用优化干预水平用可防止剂量来表示。对隐蔽来说是 2d 内可防止剂量 10mSv;对临时撤离是 1 周之内 50mSv;对碘防护是甲状腺待吸收剂量为 100mGy。对于食品的通用行动水平见表 1.3-11。

表 1.3-11 食品通用行动水平

放射性核素	一般消费食品 (kBq/kg)	牛奶、婴儿食品和饮水 (kBq/kg)
$^{134}\text{Cs}, ^{137}\text{Cs}, ^{103}\text{Ru}, ^{89}\text{Sr}$	1	1
^{131}I	1	0.1
^{90}Sr	0.1	0.1
$^{241}\text{Am}, ^{238}\text{Pu}, ^{239}\text{Pu}$	0.01	0.001

开始和终止临时避迁的通用优化干预水平分别是:一个月可防止的剂量为 30mSv 和 10mSv。如果预计在 1 年或 2 年之内,月累积剂量不会降低到该水平以下,则应考虑实施不再返回原来家园的永久再定居。当预计终身剂量可能会超过 1Sv 时,也应考虑实施永久再定居。

3 气载流出物的大气弥散

评价气载途径放射性物质的转移中,最基本的是大气弥散考虑。

3.1 基本的弥散模式

大气参数和扩散过程的研究有三种基本方法:野外测试、数值试验(模式计算)和物理模拟(风洞、水槽试验)。野外测试是基础,数值试验的结果要靠它验证或提供基础输入资料。在近距离小尺度范围内的风洞水槽试验,也可以为复杂地形条件下为模式提供有限的验证。数值模式中最常用的是基于梯度理论和统计理论两类。基于统计理论的称为随机游走(M-C)模式,它是把释放的污染物视为一批标记粒子,它们既随平均气流往下风向输运,又随湍流速度涨落作随机游走。其优点是在有翔实的边界层三维风场和合理的湍流模型情况下能较可靠地模拟实际大气扩散,尤其在复杂地形条件下能够替代野外测试和物理模拟。其缺点是预报风场建立不同气象要素之间的时空关系需要巨大的计算工作量,一般工程上难以做到。实际上主要用在核事故应急时根据客观分析观测资料,经一系列的内插、外推和调整等运算过程,得到计算区域内的三维诊断风场,这样可以比较简单、快速地得到足够精确的结果。当前国内工程上最普遍的数值模式使用的还是正态(即高斯)模式,它的优点是物理上直观,各种物理量之间的关系易于分析;平坦地形下风距离 10km 以内的低架源的预测值和实测值比较一致;某些复杂地形,对沉积、淋洗等适当修正后仍可使用等。但是必须注意常用的烟羽扩散模式实质上已假定了流场是定常的,空间是均匀的,即平均风速、扩散参数随下风距离的变化关系到处一样。正态模式最基础的是单个烟团的扩散,其相对浓度公式为

$$\frac{X(x, y, z, t)}{Q(x_0, y_0, z_0, t_0)} = \frac{1}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left[\frac{(x-x_0-x')^2}{\sigma_x^2} + \frac{(y-y_0-y')^2}{\sigma_y^2} + \frac{(z-z_0-z')^2}{\sigma_z^2} \right] \right\} \quad (1.3-1)$$

式中: x, y, z, t 分别为预测点的空间坐标和预测时的时间,量纲为 [m] 和 [S]; x_0, y_0, z_0, t_0 分别为烟团初始

空间坐标和初始时间; x', y', z' 分别为烟团中心在 $t-t_0$ 期间迁移的距离; $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ 分别为 x, y, z 方向的扩散参数,是扩散时间 $(t-t_0)$ 的函数。

从单个烟团出发对各种排放方式都可推演出适用的模式,其推演关系综合如图 1.3-2 所示。

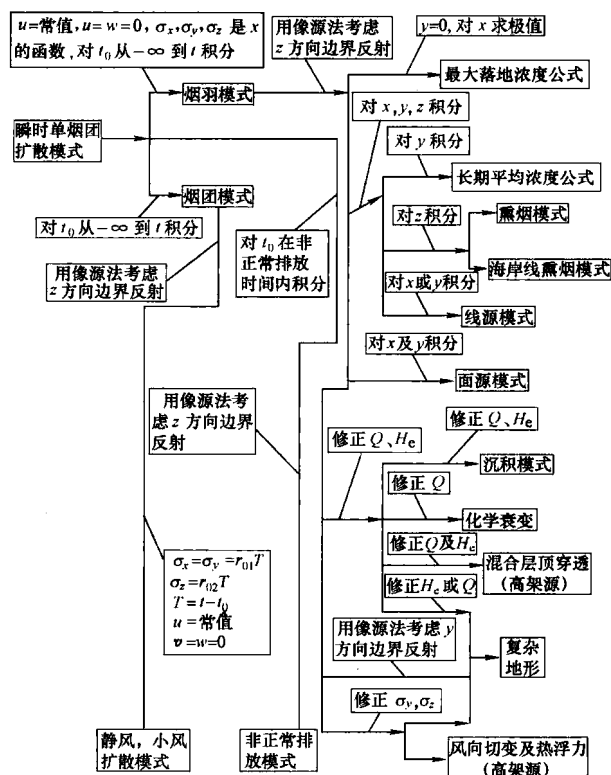


图 1.3-2 正态扩散模式推演关系

3.2 运行状态下的大气弥散

在运行状态下的大气弥散评价,通常考虑为年平均均匀连续点源排放,并考虑用方位角内的平均浓度,烟囱的有效高度还考虑动力抬升。由于电厂的烟囱并不比安全亮高出多少,因此,要考虑所谓“混合排放”,即部分情况下归为高架,部分情况下为低架(地面)。此外,由于地形地貌的影响需要考虑烟羽的回流和滞留、放射性衰变造成的烟羽损耗、重力等因素造成气溶胶的地面干沉积及下雨淋洗等造成的地面湿沉积。比较典型的计算机程序为 XOQDOQ,该程序是基于美国核管会导则(USNRC RG1.111)的规定编写的,并为核管会审查人员所使用。该程序的模式及参数见附录 3A。

3.3 事故工况下的大气弥散

在设计基准事故情况下评价后果要采用保守的大气弥散模式。按常规采用方位角 99.5% 概率水平和全厂址 95% 概率水平的弥散因子值;对于低于相邻建筑物高度 2.5 倍的排放高度,一律按地面排放(即 10m 高度)考虑。所谓 99.5% 概率水平(即 99.5% 保证率)是指某一个方位内一年中的大气弥散因子有 99.5% 概率低于它。因此,在计算时必须采用逐时的大气稳定度、风向、风速,以有雨况的 4 维联合频率来逐时计算,在得出某个距离的 1h 弥散因子值后,利用该值与年平均大气弥散因子值作双对数内插就可以求得各年在各不同时间段的短期弥散因子值。在大气扩散过程中的地面沉降、烟羽滞留等影响的计算与运行状态下相似,

但不考虑烟羽中的损耗。比较典型的计算机程序为 PAV-AN, 该程序是基于美国核管会导则 (USNRC RG1.145) 的规定编写的, 是 NRC 审评人员所接受的。该程序的模式和参数见附录 3B。

3.4 熏烟及静风条件下的特殊考虑

在沿海厂址或大湖边厂址条件下, 当风从水面吹来形成向岸气流时, 由于水陆间的温差和粗糙度不同, 水面上空的稳定层结会在陆地上方自岸边向内陆在铅垂方向形成逐渐增厚的热力内边界层, 这时内边界层中烟羽是不稳定状的扩散, 而向上空的扩散则受到约束而使地面形成高的浓度分布。这种现象在凌晨日出时, 如果夜间产生贴地逆温, 日出后近地层受日照后形成不稳定气流情况下也会短时发生。通常熏烟条件在事故工况下的大气弥散中需要加以考虑, 这时通常计算烟羽轴线浓度。

在内陆地区, 静风 (10m 高处风速小于 0.5m/s) 的频率往往很高。如果按最低风速级频度分配到各方位时不超过 0.5%, 通常可不专门考虑静风影响。但是过高的静风频率以致严重地影响到评价方位角 99.5% 概率水平和全厂 95% 概率水平的弥散因子值的合理性时, 必须专门计算静风时的大气弥散因子。此时, 若排放源为常数, 则

$$\frac{X(x, y)}{Q} = \frac{2}{(2\pi)^{\frac{1}{2}} r_{02} \eta^2} \quad (1.3-2)$$

$$\eta^2 = x^2 + y^2 + r_{01}^2 H_r^2 / r_{02}^2$$

式中: r_{01} 和 r_{02} 的数值见表 1.3-12。

表 1.3-12 静风时扩散参数的系数 r_{01} , r_{02} 值 (m/s)

稳定度类别	A	B	C	D	E	F
r_{01}	0.93	0.76	0.55	0.47	0.44	0.44
r_{02}	1.57	0.47	0.21	0.12	0.07	0.05

4 液载流出物的水体弥散

废液排放在地面水中的弥散通常仅考虑运行状态, 这是因为事故工况下放射性物质的释放中杜绝了这个途径。

4.1 滨海厂址

滨海厂址排放出的废液除放射性物质外还有余热, 水体弥散中其连续方程和运动方程均是一样的, 差别在前者重在物质输运而后者重在能量输运。水体弥散通常采用物模和数模两种方法, 而潮流则须在采用历史实测资料分析和模拟计算基础上得到。物理模型模拟采用重力相似准则为主、兼顾考虑浮力相似和散热相似。由于模拟的区域通常比较大, 考虑到场地等因素, 通常采用变态物模, 数模计算通常采用沿深平均的两维模式。主要反映大范围排放影响区的垂直平均情况, 但在排水口附近考虑由于温升浮力造成的分层影响, 应采用物理模拟的结果。关于弥散的两维数学模型方程如下:

(1) 连续方程。

$$\frac{\partial H}{\partial t} + \frac{\partial (Hu)}{\partial x} + \frac{\partial (Hv)}{\partial y} = 0 \quad (1.3-3)$$

(2) 运动方程。

X 方向:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + g \frac{\partial \zeta}{\partial x} + \frac{gu}{C^2 H} \sqrt{u^2 + v^2} -$$

$$\frac{\tau_{sx}}{\rho H} - \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial x} (HE_x \frac{\partial u}{\partial x}) - \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial y} (HE_y \frac{\partial u}{\partial y}) + fv = 0$$

(1.3-4)

Y 方向:

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + g \frac{\partial \zeta}{\partial y} + \frac{gv}{C^2 H} \sqrt{u^2 + v^2} -$$

$$\frac{\tau_{sy}}{\rho H} - \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial x} (HE_x \frac{\partial v}{\partial x}) - \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial y} (HE_y \frac{\partial v}{\partial y}) - fu = 0$$

(1.3-5)

(3) 物质输运方程。

$$\frac{\partial C_i}{\partial t} + u \frac{\partial C_i}{\partial x} + v \frac{\partial C_i}{\partial y}$$

$$= \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial x} (HD_x \frac{\partial C_i}{\partial x}) - \lambda_i C_i \quad (1.3-6)$$

(4) 能量输运方程。

$$\frac{\partial \Delta T}{\partial t} + u \frac{\partial \Delta T}{\partial x} + v \frac{\partial \Delta T}{\partial y}$$

$$= \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial x} (HD_x \frac{\partial \Delta T}{\partial x}) + \frac{1}{H} \frac{\partial}{\partial y} (HD_y \frac{\partial \Delta T}{\partial y}) - \frac{k_s \Delta T}{\rho c_p H}$$

(1.3-7)

上列方程中: H 为水深, $H = h_b + \zeta$; h_b 为基准以下水深; ζ 为相对基准面水位; u 、 v 分别为 x 、 y 方向垂向平均流速;

t 为时间变量; C 为谢才系数, $C = \frac{1}{n} H^{\frac{1}{6}}$, n 为糙率系数;

E_x , E_y 为广义扩散系数; C_i 为水体中第 i 种放射性物质浓度; D_x , D_y 为广义核素扩散系数; λ_i 为第 i 种放射性物质浓度衰变系数; ρ 为水体密度; g 为重力加速度; f 为何氏力系数; τ_{sx} , τ_{sy} 为表面应力 τ_s 在 x 、 y 方向的分量; $\Delta T = T - T_\infty$, T 为水温, T_∞ 为自然水温; c_p 为水的比定压热容; K_s 为水面综合散热系数。

对于巨大水库或大湖边的电厂来说, 处理方法与滨海厂址类似, 但有时需要考虑湖水的初始温度分层效应, 此时取水口置于冷水层的深处, 排水口位于水面, 热输入仅是强化了分层作用。此时假定水体在水平方向上完全混合, 垂直方向的不均匀分布用一维即可加以描述。

4.2 河边厂址

在内陆的电厂, 其循环冷却水通常采用冷却塔排出热量, 而向河流中排出放射性废液。通常认为排放是连续均匀的, 河流水体也是稳态流动, 此时, 河流中放射性核素浓度可用下列模式处理:

图 1.3-3 表示在某一坐标系中的稳态天然河流的一个断面, 坐标系的 x 轴是水流方向 (指向下游为正), y 轴是横切水流的方向, 而 z 轴是竖直方向 (从水面向下为正)。假定沿河流方向 (x 方向) 的速度 u 只是 y 的函数。河流断面可能是不规则的, 并仅仅是 y 的函数 (即断面不随 x 变化)。假设到水深 $d(y)$ 为止是垂直混合。通过传送一扩散方程在垂直方向求平均, 可得到放射性核素浓度的二维稳态质量平衡方程式:

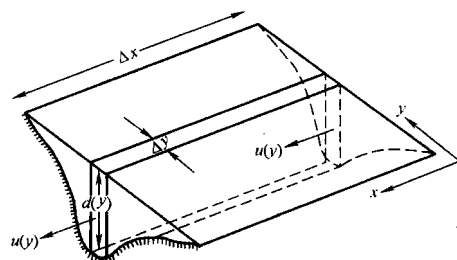


图 1.3-3 河流横断面模型

x —水流下游方向; y —水流横切方向; z —从水面垂直向下方向; $u(y)$ —随 y 变化的 x 方向速度

$$u(y)d(y) \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial y} \left[K_y(y)d(y) \frac{\partial c}{\partial y} \right] - \lambda d(y)C \quad (1.3-8)$$

式中: x 为沿河流的坐标; y 为横切河流的坐标; C 为河流中放射性核素浓度; $d(y)$ 为河水深度函数; $K(y)$ 为横向紊流扩散系数(垂直平均的); $u(y)$ 为垂直平均速度; λ 为放射性核素衰变常数。

对于分层明显的河流, $d(y)$ 可以通过斜温层的深度来确定, 因为温度梯度大(在夏季最为典型), 常阻止向下至河流底部的混合。应该注意方程(1.3-8)是二维的, 忽略了纵向扩散。在一维占主导的稳态流体中, 例如河流水体, 纵向移流通常支配纵向扩散(而非横向扩散)。

4.3 水体中的悬浮物和沉积

放射性核素进入地面水体后会在水中为悬浮物所吸附, 悬浮物可向水的底床沉积, 但是随着水的流动冲刷又可使沉积的颗粒物再次悬浮。这种过程是很复杂的, 因此在简化处理的过程中常常引入一个分配因子 K_d , 它表示稳定平衡条件下可沉积悬浮物中核素的浓度与水中核素的浓度之比, 它的数值与每种元素的特性有关并且和水化学条件和流动条件密切相关。需要注意的是沉积到底床的沉积物中的浓度通常会小于水中悬浮物的浓度, 对于放射性核素, 还要考虑其衰变的影响。在保守的处理中不考虑沉积物和悬浮物中核素浓度的差别, 也不考虑由于吸附沉降使水体中放射性浓度的降低。已经有一些推荐的 K_d 值, 但使用时要小心, 特别是一些可能有明显污染影响的滩涂等对公众的照射计算中, 除了适当选取污染层的厚度(例如一般取质量厚度为 40kg/m^2)外, K_d 的数值最好通过实验来取得。

5 公众的受照剂量估算

核电厂辐射环境影响评价的指标均是以公众受照的有效剂量来表示, 当核电厂正常运行(包括预计运行事件)时, 从气态和液态途径排放的放射性物质向人体的转移途径简化表达在图 1.3-1 中。通常的评价区域半径为 80km , 公众剂量按年平均受照计算。

对于公众中个人所受的照射, 通常可以在群体中选择合适的键组, 以便照顾到这些来源的差异, 但所选的键组必须足够小, 使得在年龄、饮食和其他足以使所受剂量受到影响的行为方面比较均匀。这样的键组必须能够代表群体中预期将接受最高剂量当量的那些个体。ICRP 认为把对于公众中的个人规定的有关的剂量当量极限应用于这个组所接受的加权平均剂量是合理的。由于在表面上看来似乎均匀的一组人员中间实际上总是包含着内在的差异, 所以这个键组的某些成员实际上将接受略高于平均值的剂量当量。但是由于使用了最保守的一些假设, 实际所受的剂量当量通常要比所估计的剂量当量小。

选择关键人群组应满足的两个主要准则如下:

(1) 关键人群组应该能够代表群体中预期将接受最高剂量当量的那些受照者。

(2) 关键人群组在那些影响所受剂量的因素方面应该比较均匀的。

通常应该进行具体场址饮食习惯和其他习惯调查, 以找出关键人群和描述关键人群组的特性。依据调查数据选择关键人群组时, 对于内照射, 若表征关键人群组饮食或习惯(如食品消耗速度)的特性参数的最大观测值与平均值不超过 3, 则这些饮食或习惯因素可认为满足均匀性准则。对于

外照射, 尤其是受照人数较少的地方, 则上述的均匀性准则可能不适用, 如在受污染水体岸边活动的受照的情况, 它的选择可能往往具有包络性而不一定具有代表性。

关于公众的受照剂量估算, 从 20 世纪 70 年代美国核管会导则 RG1.109 到 80 年代初 IAEA 安全丛书第 57 号、中后期的德国辐射防护委员会第 17 卷出版物和加拿大国家标准 CAN/CSA-N288.1, 直到 21 世纪初 IAEA 取代原 57 号安全丛书的安全报告系列第 19 号, 其所采用的模式和考虑的因素都大致相同, 但核素在各途径中的转移参数和剂量因子有相当大的差别。至今, 我国尚未对模式和参数提出有关的导则或标准, 因此, 此处仅给出一个比较成熟的完整成套的转移参数体系的说明供参考。

根据图 1.3-1 的环境转移简化模式, 从核电厂排放出的放射性物质即排放源项经各项途径造成的公众剂量由下列所示:

向大气释放源的年释放量为 $Q_0(a)$, 公众年剂量为 $D(a)$, 则

$$D(a)/Q_0(a) = P_{01}[P(e)_{19} + P(i)_{19} + P_{13}P_{39} + P_{14}P_{49} + P_{15}P_{59} + P_{13}P_{34}P_{49} + P_{14}P_{45}P_{59} + P_{13}P_{34}P_{45}P_{59}] \quad [\text{Sv} \cdot \text{a}/(\text{a} \cdot \text{Bq})] \quad (1.3-9)$$

这里 P_{01} 就是各类点的核素年平均大气弥散浓度, 可由附录 A 计算得到。

向水体排放源的年释放量重为 $Q_0(w)$, 则

$$D(w)/Q_0(w) = P_{02}[P(e)_{2p} + P(i)_{2p} + P_{28}P_{89} + P_{27}P_{79} + P_{26}P_{69} + P_{25}P_{59} + P_{24}P_{49} + P_{23}P_{39} + P_{24}P_{45}P_{59} + P_{23}P_{34}P_{49} + P_{23}P_{34}P_{45}P_{59}] \quad (1.3-10)$$

这里 P_{02} 就是水体中各点的核素年平均水体弥散浓度, 可从式(1.3-6)或式(1.3-8)得到。

所有带 9 的转移参数都是涉及人的剂量转移, 例如从大气到人员浸没外照射剂量 $P(e)_{19} = [f_a + (1-f_a)SF](DCF)_a$ 中, f_a 为人员在室外受未屏蔽烟云照射的时间份额, SF 为室内受照的屏蔽因子, 而 $(DCF)_a$ 为半无限烟云外照射剂量转换因子。又如食用水产品摄入放射性核素所致的食入内照射剂量 P_{69} (或 P_{79}) $= g_f I_f (DCF)_f$ 中 I_f 为水产品食品的消耗率, g_f 为消耗掉的污染水食品的份额, 而 $(DCF)_f$ 则为食入内照射的剂量转换因子。这些剂量转换因子 DCF 在国际 GB 18871 已给出了规定数值, 可以直接采用。但是国标中对各种外照射的剂量转换因子基本上没有提供, 从当前国际上的采用情况看, 美国环境保护局发布的联邦导则第 12 号报告(EPA-402-R-93-081)有很全面的完整的数据。但是, 我们在使用时必须注意到该报告给出的有效剂量是按照 ICRP 第 26 号出版物建议的器官权重因子计算得出的, 我国 GB 18871 已明确规定要采用 ICRP 第 60 号出版物的新的权重因子建议值, 因此在由器官剂量来确定有效剂量时必须注意修正。每一个特殊途径都可用一个简单的表达方式表示, 关键是其中的一些特殊参数需由大量统计工作和实验研究得到。加拿大国家标准 CAN/CSA-N288.1 推荐了一整套的缺省值, 比较适合我国居民的消费情况。例如肉类中就区分牛肉、猪肉、禽, 这也是其他相似资料中所缺少的。这些推荐的缺省值列于附录 3C 中。

关于事故工况下公众的受照估算通常考虑三个途径即:

- 1) 放射性烟云浸没外照射。
- 2) 沉积在地面的放射性物质外照射。
- 3) 从烟云中吸入放射性物质内照射。

通常将事故的释放过程划分若干个时段,并按各时段排出的源和大气弥散因子分别进行计算后累计整个事故过程的影响,而地面沉积物的外照射则要考虑它存留一段相当长的时间。事故工况下公众食入污染物造成的内照射,作为设计基准事故下的预计评估是非常困难的。这是因为无法预期事故在何时发生,作物的生长、动物饲养等均无法与之相配合,且隔室之间的转移不再能采用平衡模式而必须采用系统分析法求解其动态过程,而平衡条件下实验得出的转移参数也不再能使用了。但是,在发生严重事故后厂外实施应急干预时食入剂量的贡献是不可忽视的。此时,必须在当时污染食物水平的实测基础上,考虑到衰变和其他去除机制可能的待积有效剂量。此时确定公众的防护行动,以及控制应急工作人员剂量相关的技术程序可以参照国家核安全局2004年11月出版的核安全译文《反应堆事故期间确定防护行动的通用分析程序》(IAEA-TECDOC-955 Aug 1997)。

6 核电厂环境管理

为了实施可持续发展战略,预防因规划和建设项目实施后对环境造成不良影响,促进经济、社会和环境的协调发展,国家规定要对项目实施后可能造成的环境影响进行分析、预测和评估,提出预防或者减轻不利环境影响的对策和措施。对于可能造成重大环境影响的项目应当编制环境影响报告书,对产生的环境影响进行全面评价。国家规定建设项目的环境影响报告书应当包括下列内容:

- 1) 建设项目概况。
- 2) 项目周围环境现状。
- 3) 项目对环境可能造成影响的分析、预测和评估。
- 4) 项目环境保护措施及其技术、经济论证。
- 5) 项目对环境影响的经济损益分析。
- 6) 对建设项目实施环境监测的建议。
- 7) 环境影响评价的结论。

国家规定建设单位应当在报批环境影响报告书前,举行论证会、听证会,或者采取其他形式征求有关单位、专家和公众的意见。核设施的环境影响评价文件由国务院环境保护行政主管部门负责审批,但在报批之前要先经行业主管部门预审。

6.1 国家环境保护部的监管

国家法律《中华人民共和国放射性污染防治法》明确规定,国务院环境保护行政主管部门对全国放射性污染防治工作依法实施统一监督管理。根据国务院批准、国务院办公厅下发的《关于国家环境保护部职能配置内设机构和人员编制规定》的有关规定,国家环境保护部负责核安全、辐射环境、放射性废物管理工作,拟定有关方针、政策、法规和标准;参与核事故、辐射环境事故应急工作;对核设施安全和电磁辐射……中的污染防治工作统一监督管理。国家法律对国务院环境保护行政主管部门规定了以下职责:①负责制定并联合国务院标准化行政主管部门发布国家放射性污染防治标准;②会同国务院其他有关部门组织环境监测网络并对放射性污染实施监测管理;③依照职责分工,对核设施、铀(钍)开发利用中的放射性污染进行监督检查;④负责核设施营运单位、核技术利用单位、铀(钍)矿开发利用单位环境影响评价文件的审批;⑤负责放射性废物的监督管理。国家规定从事放射性污染防治的专业人员实行资格管理制度;对从事放射性监测工作的机构实行资质管理制度,这些,均需由国家环保总局或其授权的机构注册登记。

6.2 核电厂环境影响报告书的编制

核电厂作为大型的核设施。它的建设周期和运行时间均相当长,因此,国家规定在申请审批厂址、建造、运行和退役等几个主要阶段都要分别编制环境影响报告书,并由国家环保总局组织审评。这些阶段相对独立而又有联系,但不同阶段关注的重点不同。

(1) 申请审批厂址(或可行性研究)阶段。

该阶段评价的目的是从保护环境观点出发、通过研究厂址与环境之间的相关关系判定所选厂址的适宜性,并根据厂址的主要环境特征,对核电厂的工程设计提出环境保护方面的要求。为此,报告书中应提供足够的环境资料,包括地质、地震、气象、水文和周围人口分布的资料。此时的核电厂特征数据特别是放射性物质的排放数据可以利用参考电厂的数据资料。

(2) 申请建造许可阶段(或设计阶段)。

该阶段评价的目的是论证最终厂址和核电厂的工程设计能否满足保护环境的要求,从设计上保证环境保护设施得到落实。该阶段报告中必须提供电厂所在地及受影响地区的实测环境资料,提供核电厂的设计参数,特别是放射性源项、三废处理设施和设计排放量、专设安全设施和潜在事故的环境影响。

(3) 申请反应堆首次装料阶段。

该阶段的评价目的是检验核电厂建设和环境保护措施是否符合国家和地方的有关规定和要求。该阶段报告中应根据所建核电厂的实际情况,特别是其中关于保护环境设施的性能、建造质量、调试指标和效果以及现实的环境状况来评价核电厂运行后的环境影响;完成并提供核电厂运行前的辐射情况调查结果;评价事故后环境影响的可接受性以及相应的应急计划;申请核电厂运行状态下的三废排放量,特别是放射性废气和废液的排放量。

(4) 申请《核电厂运行许可证》阶段。

核电厂投入运行后,根据环境保护设施试运行情况,特别是三废处理设施的实际效能,给出放射性污染物的实际年排放量、环境监测资料 and 关键居民组的受照剂量。要指出存在的问题和解决的措施。

(5) 申请《核电厂退役》阶段。

核电厂最终停运后在申请退役前,根据电厂的退役方案,在预估和实测的基础上,确定放射性源项和固体废物的处置方案,评价整个退役过程和退役后对环境的潜在影响。

环境影响报告书由建设单位(营运单位)委托有资质的机构(或单位)编写。接受委托提供技术服务的机构,由国务院环境保护行政主管部门考核审查合格后颁发资质证书。编写环境影响报告必须客观、公开、公正,综合考虑规划或者建设实施后对各种环境因素及其所构成的生态系统可能造成的影响,编写单位应对评价结论负责。

附录3D给出了核电厂环境影响报告书的章节目录示范。

6.3 地方环保局监督

国家规定县级以上地方人民政府环境保护行政主管部门,对本辖区的环境保护工作实施统一监督管理。

(1) 环境影响报告审批及核事故应急。

核电厂环境影响报告书的审批由国务院环境保护主管部门负责,但所在地方的环境行政主管部门要参与审评过程,并负责反映地方意见。要按照当地人民政府的指定,参与辐

射事故的应急响应。

(2) 监督性监测。

按照《放射环境管理办法》，省级环境保护行政主管部门必须对辖区内一切伴有辐射项目的环境状况进行监测和常规管理。由于公众对放射性污染比较敏感，需要多渠道进行监管，环保部门独立于营运单位，其环境监测结果更具客观性，公众也更为信赖。

附录 3A 运行状态下大气弥散的计算模式及参数

1 烟云抬升

计算中考虑了动力抬升，对于高架排放，根据下式确定有效烟囱高度：

$$h_e = h_s + \Delta h \quad (1)$$

式中： h_e 为有效烟羽高度，m； h_s 为烟囱高度，m； Δh 为烟羽抬升高度，m。

使用 Briggs (1969) 给出的公式计算由于动量引起的烟羽抬升。

对于中性或者不稳定情况，按如下关系式计算烟羽抬升：

$$\Delta h = 1.44 \left(\frac{W_0}{u} \right)^{\frac{2}{3}} \left(\frac{x}{D} \right)^{\frac{1}{3}} D \quad (2)$$

式中： Δh 为烟羽抬升高度，m； W_0 为烟囱出口处速度，m/s； x 为下风向距离，m； u 为排放高度的风速，m/s； D 为烟囱出口内径，m。

当出口速度小于风速的 1.5 倍时，公式 (2) 中导入一个减去下洗气流的修正 (Gifford, 1972)：

$$C = 3 \left(1.5 - \frac{W_0}{u} \right) D \quad (3)$$

式中： C 是被减去的值，而其他项如公式 (2) 定义。

公式 (2) 根据是否需要按公式 (3) 修正后的结果与公式 (4) 比较，并取较小的 Δh ：

$$\Delta h = 3 \left(\frac{W_0}{u} \right) D \quad (4)$$

对于稳定情况，公式 (2) 和公式 (4) 的结果与如下两个公式的结果比较：

$$\Delta h = 4 \left(\frac{F_m}{S} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (5)$$

$$\Delta h = 1.5 \left(\frac{F_m}{u} \right)^{\frac{1}{3}} \cdot S^{-1/6} \quad (6)$$

式中： $F_m = (W_0 D / 2)^2$ ； F_m 为动量流量参数， m^4/s^2 ； S 为大气中绝热运动每单位垂直位移的恢复性加速度， s^{-2} 。

程序中， S 对 E 稳定度设置为 8.7×10^{-4} ，对 F 稳定度设置为 1.75×10^{-3} ，计算后使用公式 (2)、(5) 和 (6) 计算的最小的 Δh 值。

2 风速修正

高架排放使用排放高度处测得的风速，地面排放使用 10m 处风速。如果为混合排放，使用下列公式来修正风速。

$$COR = \left(\frac{SL}{PL} \right)^{EX} \quad (7)$$

式中： COR 为用于测得风速的修正因子； PL 为测量风速的高度，m； SL 为期望风速的高度，m； EX 为对不稳定或者中性大气状况为 0.25，对稳定状况为 0.50。

3 烟云的扩散

程序计算高架和地面连续排放导致的浓度，如果是混合排放，需要同时计算高架和地面排放，计算结果根据排放类

型发生的时间分配比相加。

对于高架排放，浓度计算公式为

$$\frac{\bar{x}}{Q}(x, k) = \frac{2.032}{x} RF(x, k) \sum_{i,j}^{N,7} \frac{DEPL_{ij}(x, k) DEC_i(x) f_{ij}(k)}{U_i(x) \sigma_{sj}(x)} \times \exp \left[-0.5 \left(\frac{h_e^2}{\sigma_{sj}(x)^2} \right) \right] \quad (8)$$

式中： $\frac{\bar{x}}{Q}(x, k)$ 为 k 方位 x 距离处的大气扩散因子， s/m^3 ； x 为下风向距离，m； i 为第 i 风速级； j 为第 j 大气稳定度； k 为第 k 方位； U_i 为第 i 风速级的中值； $\sigma_{sj}(x)$ 为距离 x 处稳定度 j 的垂直烟羽扩散系数，m； $f_{ij}(k)$ 为第 i 风速级，第 j 稳定度和第 k 方位的联合频率； h_e 为有效烟羽高度，m； $DEC_i(x)$ 为 x 距离 i 风速级由于放射性衰变的损耗因子； $DEPL_{ij}(x, k)$ 为 x 距离 i 风速级，第 j 稳定度和第 k 方位由于沉积的烟羽损耗因子； $RF(x, k)$ 为 x 距离和第 k 方位的环流和滞流的修正因子。

地面排放的浓度则由 Slade 给出的两个公式计算，即

$$\frac{\bar{X}}{Q}(x, k) = \frac{2.032}{x} \cdot RF(x, k) \sum_{i,j}^{N,7} DEPL_{ij}(x, k) DEC_i(x) f_{ij}(k) [U_i(\sigma_{sj}^2(x) + CD_z^2/\pi)^{\frac{1}{2}}]^{-1} \quad (9)$$

和

$$\frac{\bar{X}}{Q}(x, k) = \frac{2.032}{x} \cdot RF(x, k) \sum_{i,j}^{N,7} DEPL_{ij}(x, k) DEC_i(x) f_u(k) [\sqrt{3} U_i \sigma_{sj}(x)]^{-1} \quad (10)$$

式中： $\frac{\bar{X}}{Q}(x, k)$ ， $i, j, U_i, \sigma_{sj}(x), f_{ij}(k), DEC_i(x, k), DEPL_{ij}(x, k)$ 和 $RF(x, k)$ 的定义如前； D_z 为建筑物高度，m。

式 (10) 表示了由于建筑物尾流的最大附加扩散。比较式 (9) 和式 (10) 的结果，并取保守的较大的 X/Q 值。

式 (8) ~ 式 (10) 中要用到由于放射性衰变的损耗因子， $DEC_i(x)$ ，按 Slade (1968) 给出的关系式计算，即

$$DEC_i(x) = \exp(-0.693 t_i / T) \quad (11)$$

式中： t_i 为 $x/(86400 U_i)$ ； T 为放射性元素的半衰期，d； t_i 为传输时间，d； x 为下风向距离，m； U_i 为第 i 风速级的中值，m/s。

由于沉积的烟羽损耗因子 $DEPL_{ij}(x, k)$ 采用 RG1.111 中图 2~图 5 给出的值。

4 相对沉积

4.1 干沉积

对每一方位扇形的相对干沉积计算公式为

$$\frac{\bar{D}}{Q}(x, k) = \frac{RF(x, k) \sum_{i,j}^{N,7} D_{ij} f_{ij}(k)}{(2\pi/16)x} \quad (12)$$

式中： $\frac{\bar{D}}{Q}(x, k)$ 为 x 距离和第 k 方位处单位面积的相对干沉积因子， m^{-2} ； D_{ij} 为按 RG1.111(USNRC, 1997) 图 6~图 9 第 i 风速级和第 j 稳定度的相对沉积速度，m； f_{ij} 为第 k 方位的第 i 风速级，第 j 稳定度联合频率； x 为下风向距离，m； $RF(x, k)$ 为距离 x 处， k 方位扇形的回流滞流的修正因子。

4.2 湿沉积

湿沉积因子计算公式为

$$W(x, k) = \frac{N}{2\pi x} \left[\sum_{jkl} f_{ijkl} \frac{\lambda_l}{u_{ijkl}} \right] \quad (13)$$

$$\lambda_l = \lambda_0 I_l^{0.8}$$

$$\lambda_0 = 7 \times 10^{-5} \quad \text{对元素碘和气溶胶}$$

$$\lambda_0 = 7 \times 10^{-7} \quad \text{对有机碘}$$

式中: $W(x, k)$ 为 x 距离和 k 方位处单位面积的相对湿沉积因子, m^{-2} ; f_{ijkl} 为第 i 风速级、第 j 稳定度、第 k 风向和第 l 降雨强度的联合频率; u 为第 i 风速级的中值; x 为下风向距离, m ; λ_l 为冲洗系数, $1/\text{s}$; l 为降雨强度, mm/h 。

5 高、低排放的时间分配

当烟囱高度高于邻近建筑物, 且低于其 2.5 倍时, 视为混合排放, 即部分时间为高架排放, 部分时间为地面源排放, 两者的分配由计算值 E_i 决定。

按附表 1.3A-1 给出的关系式确定烟羽高架排放和地面排放的份额。

附表 1.3A-1 烟羽高架排放和地面排放份额

$E_i = 1.0$	当 $W_0/\bar{u} \leq 1.0$
$E_i = 2.58 - 1.58 (W_0/\bar{u})$	当 $1.0 < W_0/\bar{u} \leq 1.5$
$E_i = 0.3 - 0.06 (W_0/\bar{u})$	当 $1.5 < W_0/\bar{u} \leq 5.0$
$E_i = 0.0$	当 $W_0/\bar{u} \leq 5.0$

注 表中, E_i 为排放为地面的时间份额; W_0 为烟羽排出速度, m/s ; \bar{u} 为出口处平均风速, m/s 。

附录 3B 事故工况大气弥散模式及考虑

对于地面释放, 其事故 (短期) 大气弥散因子 (X/Q) 通过以下公式来确定:

$$\frac{X}{Q}(r, k, j) = \frac{1}{u_{kj}(10) [\pi \sigma_{yj}(r) \sigma_{zj}(r) + A/2]} \quad (1)$$

$$\frac{X}{Q}(r, k, j) = \frac{1}{3 \times u_{kj}(10) \pi \sigma_{yj}(r) \sigma_{zj}(r)} \quad (2)$$

$$\frac{X}{Q}(r, k, j) = \frac{1}{u_{kj}(10) \pi M_{kj}(r) \sigma_{yj}(r) \sigma_{zj}(r)} \quad (3)$$

式中: $\frac{X}{Q}(r, k, j)$ 为下风向距离 r 处, k 风速级, j 稳定度的大气弥散因子, s/m^3 ; $\sigma_{yj}(r)$ 为 j 稳定度、 r 距离处烟羽水平弥散参数, m ; $\sigma_{zj}(r)$ 为 j 稳定度、 r 距离处烟羽垂直弥散参数, m ; $u_{kj}(10)$ 为地面上方 10m 高度处、 k 风速级、 j 稳定度的平均风速, m/s ; A 为反应堆建筑物的最小迎风截面, m^2 ; $M_{kj}(r)$ 为风速级 k 、稳定度 j 在下风向距离 r 处水平烟羽弥散的风摆因子。

当距离 r 大于 800m 时, $M_{kj}(r) \sigma_{yj}(r) = \sigma_{yj}(r) + [M_{kj}(r) - 1] \sigma_{yj}(800)$, 式中 $\sigma_{yj}(800)$ 是 j 稳定度, 下风向 800m 处烟羽的水平弥散参数。

对于中性 D 或稳定的 (E 、 F 、 G) 大气稳定度天气, 且 10m 高处风速小于 6m/s 时, 大气弥散因子 X/Q 的值是由公式 (1) 和 (2) 求出的较大值与公式 (3) 的值比较, 选其较小值。在非稳定 (A 、 B 或 C) 的大气稳定度情况或者 10m 高处风速大于或等于 6m/s 时, 不考虑风摆, 则取公式 (1) 和公式 (2) 计算的较大值作为 X/Q 的值。

附录 3C 隔室间转移参数的缺省值

附表 1.3C-1 隔室间转移参数的缺省值

参数	缺省值
P_{01}	由附录 3A 模式计算
$P(e)_{19}$	EPA-402-R-93-81 中的剂量转换因子乘以合适的居留因子和屏蔽因子
$P(i)_{19}$	GB 18871 中的吸入剂量转换因子乘以以下的呼吸速率: (a) 成人 $8.4 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{a}$ (b) 婴幼儿 $1.4 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{a}$

续表

参数	缺省值
P_{13}	表 C-1
P_{14}	表 C-2
P_{34}	表 C-3
P_{45}	表 C-4
P_{15}	表 C-5
P_{39}	EPA-402-R-93-81 的剂量转换因子乘以适当的居留因子和屏蔽因子
P_{49} P_{59}	GB 18871 中食入剂量转换因子乘以食品消耗速率 这一数值可以进一步乘以因子 g_i (消耗掉的污染食品份额)
P_{02}	通常没有可接受的模型计算这一转移参数
P_{23}	表 C-6
P_{24}	表 C-7
P_{25}	表 C-8
P_{26}	表 C-9
P_{26} P_{27}	表 C-10 (海洋生物群)
P_{28}	表 C-11
$P(i)_{29}$	GB 18871 中食入剂量转换因子乘以如下的饮水速率: (a) 成人 700L/a (b) 婴儿 (鲜奶喂养) 90L/a (c) 婴儿 (奶粉喂养) 300L/a
$P(e)_{29}$	水浸没剂量转换因子 (EPA-402-R-93-81) 乘以居留因子缺省值 0.01
P_{69} P_{79}	GB 18871 中的食入剂量转换因子乘以水产食品消耗速率 (依据具体地点确定), 这一数值可以进一步乘以因子 g_i , g_i 表示所消耗的来自被污染源的水产食品的份额
P_{89}	EPA-402-R-93-81 中的地面污染剂量转换因子乘以如下数值: (a) 岸宽度因子: 运河堤岸 0.1, 河岸 0.2, 湖岸 0.3, 海滩 0.5, 潮汐盆地 1 (b) 有效沉积密度, $40 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-2}$ (c) 居留因子, 0.01

表 C-1~表 C-11 见 CAN/CSA-N288.1 的附件 A。

附录 3D 环境影响报告书典型内容的目录

前言

第一章 概述

- 1.1 项目名称和建设性质
- 1.2 建设规模和规划
- 1.3 建设目的
- 1.4 环境影响报告书编制依据

第二章 厂址与环境

- 2.1 厂址地理位置
- 2.2 人口分布
 - 2.2.1 80km 内的人口分布
 - 2.2.2 厂址附近的重要居民点和人口数
 - 2.2.3 流动人口
 - 2.2.4 居民的年龄构成及饮食习惯
- 2.3 土地利用及资源概况
 - 2.3.1 工业、交通、军事和文化设施

- 2.3.2 居民点和农牧场
 - 2.3.3 副业生产及陆生资源概况
 - 2.3.4 水产资源及水生态概况
 - 2.4 气象
 - 2.4.1 区域气候和当地的气象条件
 - 2.4.2 联合频率
 - 2.4.3 混合层高度及扩散参数值
 - 2.4.4 厂址气象观测
 - 2.5 水文
 - 2.5.1 地表水
 - 2.5.2 地下水
 - 2.5.3 洪水
 - 2.6 地质、地震
 - 2.6.1 地形地貌
 - 2.6.2 地质特征
 - 2.6.3 地震烈度级别和区域稳定性
 - 2.7 噪声及电磁辐射
- 第三章 电厂
- 3.1 厂区规划及平面布置
 - 3.2 反应堆和蒸汽—电力系统
 - 3.2.1 概述
 - 3.2.2 燃料元件性能的描述
 - 3.2.3 汽轮机和凝汽器的描述
 - 3.2.4 反应堆蒸汽发生器系统
 - 3.3 电厂用水和散热系统
 - 3.3.1 电厂取排水系统
 - 3.3.2 用水
 - 3.4 输电系统
 - 3.5 工程安全系统
 - 3.5.1 安全壳系统
 - 3.5.2 裂变产物去除和控制系统
 - 3.6 放射性废物系统和源项
 - 3.6.1 放射性源项
 - 3.6.2 放射性废液系统及源项
 - 3.6.3 放射性废气系统及源项
 - 3.6.4 放射性固体废物系统及源项
 - 3.6.5 乏燃料暂存系统
 - 3.7 化学物质排放
 - 3.8 生活废物
 - 3.9 放射性物质运输
- 第四章 电厂施工建设过程对环境的影响
- 4.1 土地利用
 - 4.2 水的利用
 - 4.3 施工影响的控制
- 第五章 电厂运行的环境影响
- 5.1 散热系统运行的影响
 - 5.1.1 物理影响

- 5.1.2 生物效应
 - 5.1.3 散热设施的其他影响
 - 5.2 正常运行的辐射影响
 - 5.2.1 照射途径
 - 5.2.2 剂量计算
 - 5.3 其他影响
 - 5.3.1 化学物质排放的影响
 - 5.3.2 生活污水排放的影响
 - 5.3.3 电磁辐射的影响
 - 5.4 退役
- 第六章 电厂事故的环境影响
- 6.1 电厂放射性事故
 - 6.1.1 事故描述和事故源项
 - 6.1.2 事故后果计算及评价
 - 6.2 放射性物质运输事故
 - 6.2.1 新燃料运输事故
 - 6.2.2 乏燃料运输事故
 - 6.2.3 放射性固体废物运输事故
 - 6.3 其他事故
 - 6.3.1 化学物质容器泄漏或爆炸
 - 6.3.2 火灾
 - 6.4 核事故应急
 - 6.4.1 严重事故描述和分析
 - 6.4.2 场内应急计划与准备
 - 6.4.3 应急设施
- 第七章 流出物监测和环境监测
- 7.1 运行前的环境监测
 - 7.2 运行期间的环境监测方案
 - 7.3 运行期间流出物监测方案
 - 7.4 质量保证计划
- 第八章 厂址筛选（在申请厂址审批时）
- 8.1 候选厂址比较
 - 8.2 推荐厂址
- 第九章 环境管理（在其他各阶段）
- 9.1 概述
 - 9.2 环境管理组织机构和职责
 - 9.3 环境管理体系文件
- 第十章 电厂建设和运行的效益分析
- 10.1 利益分析
 - 10.2 代价分析
 - 10.3 效益分析
- 第十一章 公众参与
- 11.1 公众参与的目的
 - 11.2 工作方法和调查范围
 - 11.3 调查结果和分析
- 第十二章 结论

第4章 核电厂安全监督管理

相对于常规火电厂来说,核电厂是以核裂变能作为热能的来源,这就具有两个特点:

(1) 反应堆在提供热源的同时,其本身就成为一个巨大的辐射源,大量的放射性裂变产物和活化产物形成了一个潜在的危害源。因此,防止放射性物质的外泄是保证安全的基本任务。

(2) 在反应堆停堆之后,由于大量积存的放射性物质的衰变,仍然有大量的能量释放(余热排出)。因此,一个核电厂在实现发电的同时必须具有三项基本的安全功能:

1) 控制堆芯的反应性,并能在任何情况下停闭反应堆。

2) 排出堆芯产生的热量,为此应保持系统的几何形状保证能量的导出,以维持冷却。

3) 把放射性物质特别是裂变产物用实体屏障封闭起来实现放射性物质的包容和控制排放,并限制事故工况下的释放。

最终的核安全目标是要达到在核电厂中建立并保持对放射性危害的有效防御,以保护人员、社会、环境免受危害。总的核安全目标由辐射防护目标和技术安全目标所支持,这两个目标相互补充、相辅相成,技术措施与管理性和程序性措施一起保证对电离辐射危害的防御。

1 核电厂安全管理原则

核电厂安全管理的基本职责有三类,安全文化、营运单位的职责、管理控制和独立验证。

1.1 安全文化

安全文化是存在于单位和个人中的种种特性和态度的总和,要建立一种超出一切之上的观念,即核电厂安全问题由于它的重要性要保证得到应有的重视。安全文化表现在两个主要方面,即由组织政策和管理活动所确定的体制以及个人响应;安全文化的核心要求体现在必须正确地履行所有安全重要职责和安全第一的思想。创建安全文化是所有人员的共同责任,但对决策层、管理层和工作人员各具有不同的要求。对于决策层来说,要求承担的责任主要为:公布安全政策、建立管理体制、提供以物力资源和通过对核电厂安全有关的工作进行定期审查不断地加以完善。对于管理层来说,要求承担的责任主要为:明确责任分工、对安全工作的安全管理、人员资格审查和培训、奖励和惩罚,以及监察、审查等。对于工作人员个人响应则主要为探索的工作态度、严谨的工作方法、互相交流的工作习惯等。

1.2 营运单位的职责

营运单位承担核电厂安全的最终责任,绝不能因设计者、供应商、建造者、合同承包者和监管者的分别活动而削弱这种责任。营运单位必须特别强调核电厂的运行安全,必须贯彻安全第一的原则。在建立营运单位组织机构时,必须考虑如下的管理职能:

1) 决策职能,包括确定管理目标、确定核安全和质量政策、分配财力物力和人力资源、批准管理大纲内容、制定

使员工状态胜任其工作的制度,以及根据实现管理目标过程中的业绩对上述各项制定必要的修改计划。

2) 运行职能,包括在运行状态和事故工况下为核电厂运行作出管理决定和采取行动。

3) 支持职能,包括从厂内外组织获得为执行运行职能所需要的技术和管理服务及设施。

4) 审查职能,包括对履行运行职能和支持职能的情况进行严格监察,并进行设计审查。审查职能还包括对营运单位的整个安全业绩进行审查,以便评价安全管理的有效性和确定改进的可能性。

1.3 管理控制和独立验证

政府为核工业的监管机构建立法律体系,监管机构负责核电厂的许可证件和遵章管理,并负责强制执行有关的条例。监管机构和其他各方的职责分工是明确的,所以监管机构作为安全的主管部门保持其独立性并免受不当的压力。

我国民用核设施安全监督管理条例规定,国家核安全局对全国核设施安全实施统一监督,独立行使核安全监督权,主要职责是:

1) 组织起草、制定有关核设施安全的规章和审查有关核安全的技术标准。

2) 组织审查、评定核设施的安全性能及核设施营运单位保障安全的能力,负责颁发或者吊销核设施安全许可证件。

3) 负责实施核安全监督。

4) 负责核安全事故的调查处理。

5) 协同有关部门指导和监督核设施应急计划的制定和实施。

6) 组织有关部门开展对核设施的安全与管理的科学研究、宣传教育及国际业务联系。

7) 会同有关部门调解和裁决核安全的纠纷。

国家核安全局为实施对核电厂厂址选择、设计、建造、调试运行和退役六个主要阶段的安全监督管理,颁发相应的安全许可证件,规定相应的许可活动及其必须遵守的条件。为了确定核电厂安全许可证件的申请者所提交的文件资料的内容是否符合国家核安全规定的要求,是否有足够的安全措施保障厂区人员、公众和环境免遭过量辐射危害,国家核安全局颁发许可证前需组织技术支持单位实施技术检查,并将技术审评结果咨询专家委员会的意见。审评过程中涉及环境保护、卫生保健、劳动保护、公安、交通运输等方面的问题时,国家核安全局可邀请有关部门或有关地方政府的代表或专家参加有关审评会议。独立于设计者、建造者和运行者的审评行动达到确保安全所必需的程度是审评人员唯一的任务。

为检查营运单位是否达到了核安全管理要求和履行了许可证的规定,国家核安全局及其地区监督站对核设施实施监督。核安全检查始终贯彻于核设施选址、建造、调试、运行和退役的安全过程和所有重要活动,检查中还可督促营运单位及有关单位及时纠正异常状态和各种缺陷。检查可以分为

日常的、例行的和非例行（特殊）的检查。非例行检查可以是事先通知或事先不通知的。检查的主要方法有文件检查、现场检查、座谈和采访、测量或试验等。

2 核安全技术原则

核安全技术原则基本上可以分为两大部分，即纵深防御策略和通用技术原则。

2.1 纵深防御策略

纵深防御策略贯彻于安全有关的活动，包括与组织、人员行为或设备有关的方面，以保证这些活动均置于重叠措施的防御之下，即使有一个故障发生，它将得到补偿或纠正而不至于对个人或大到公众造成伤害。纵深防御的两个推论原则，即事故预防和事故缓解就成了必然的结果。在核电厂的设计中通常有五个层次的防御线如表 1.4-1 所示。

表 1.4-1 核电厂纵深防御层次

层 次	目 标	基本手段
第 1 层	防止异常运行和故障	保守的设计及高质量的建造和运行
第 2 层	异常运行的控制和故障探测	控制、限制和保护系统及其他监督特性
第 3 层	将事故控制在设计基准内	专设安全设施和事故管理
第 4 层	电厂严重状态的控制，包括事故进展的预防和严重事故后果的缓解	补充手段和事故管理
第 5 层	放射性物质大量释放的放射性后果的缓解	厂外应急响应

第 1、2 层属于事故预防范畴，是实现安全的首要手段。其实现的方法首先要争取设计、建造和运行的高质量，使电厂能保持正常的功率运行，极少发生对正常运行的偏离，这也是核电的可靠性和经济性的重要目标。在发生偏离以后，设计的专用安全系统可对其进行探测，安全系统可自动地加以限制和控制，使之恢复到正常的状态。如果通过监测和保护以后需要操纵员干预，则预先制定的一系列运行规程将可协助操纵员获取正确的动作，以尽量减少始发事件所造成的损害。最具有代表性的综合性通用性规程是运行技术规格书，它规定了核电厂运行的安全限值、安全系统整定值、正常运行的限值和条件以及监督要求等。运行限值和条件作为营运单位运行核电厂的一个重要依据，对运行负有直接责任的运行人员必须熟练掌握运行限值和条件并保证遵守。事故预防的第二个方法是要培育工作人员探索的工作态度，即在开始运作之前提倡进行什么样就会出错的讨论。操纵员应训练得容易地辨认出一个事故的突然来袭，并对这样的异常情况以及及时的方式适当地加以响应。

第 3、4、5 层属于事故缓解范畴。事故缓解的措施可分为三类即事故管理、专设安全设施和厂外对策。事故管理包括预先设定的计划（预案）和运行实践，特别是在电厂设计规定值被超过情况下电厂正常运行设备的最佳使用和用于控制的独特方式的实际经验。事故管理的目标是把电厂恢复到停堆、确保燃料的连续冷却、封闭放射性物质和保护包容功能。在这种情况下，专设安全设施动作首先引导机组到可控状态，封闭在堆芯释放出来的放射性物质，使之向环境的排放最小，这些专设安全设施包括了实体屏障。为了保护实

体屏障包容功能，采用了一些防止事故进展的补充措施与规程，目的仍然归结为确保三个安全功能，这些补充措施和规程通常在超设计基准事故出现时采用。在设想和落实干预行动时，一般应考虑以下原则：

- 1) 尽量利用一切可利用的资源，包括水源、电力、设备和人力，包括不属于专设安全设施的系统和设备，采用非常规的运行模式、超越系统、设备的技术限定条件；
- 2) 尽量降低高压熔堆的发生可能，在不可能阻止熔堆时尽力使之转为低压熔堆过程；
- 3) 尽量采用善后工作量较小的事故处置方案。

在万一发生大规模放射性物质外泄的情况下，为减轻事故工况引起的潜在放射性后果，对厂外周围的公众采取应急保护行动，诸如隐蔽、避迁和食物控制等。

2.2 通用技术原则

在核电厂中成功应用过的几个重点技术原则包括：

1) 经验证的工程实践。核电厂必须采用基于工程实践的技术，这些实践是由试验和实际经验所验证过的，并反映在经批准的规范和标准中。新型核电厂的设计和建造要尽可能依据先前运行电厂的经验，或依据研究计划的结果，以及大小适当原型堆的运行结果。

2) 质量保证。这是一种应用于核电厂全部活动中为使物项或服务与规定的质量要相符合，并提供足够置信度所必需的一系列有计划系统化的活动。为此，必须制定和有效地实施核电厂质量保证总大纲和每一种工作的质量保证分大纲。质量保证是有效管理的一个实质性的方面，通过有效管理促进达到质量要求的途径是对所有影响质量的活动提出要求及措施，包括验证需要验证的每一种活动是否已正确地进行，是否采取了必要的纠正措施。质量保证大纲必须周密制定，便于实施，并保证技术性的和管理性的工作两者充分地结合。

3) 自我评价（Self-assessment）。对核电厂中所有重要活动的自我评价确保了执行重要功能的全体人员来发现涉及安全和性能方面的问题并解决它们。自我评价是一个结构性的、目标性的和可见的过程，此时在营运单位中个人、群体和管理层来评价他们自己在那些需要改进的方面所具有的安全运行手段的有效性。营运单位所有层次采用自我评价来改进素质比解决问题更为重要。

4) 同行审评（Peer review）。独立的同行审评可以提供电厂使用的规划和实践方面素质好坏的评估，并且可以将它们采用到其他核电厂中去。同行审评本身是作为其他类型评价补充的一种好的实践。它可在国家的、双边的、多边的、甚至国际的层面上进行，国际上典型的机构是 WANO（World Association of Nuclear Operators）和国际原子能机构的 OSART（Operational Safety Review Teams）。

5) 人因。从事核电厂安全方面活动的人员都应接受培训合格以履行他们的职责。考虑到核电厂运行中出现人因差错的可能性，要使运行人员易于作出正确决定和防止作出错误决定，并要提供探测和纠正或补救差错的手段。在已经发生的一些事故中，人因差错的成分太大了，这个问题从两方面来解决，即通过设计（包括自动化）和改进人员素质（包括预期行为的鉴定需要）。在通常情况下，需要人员机智的最佳使用。

6) 安全评价和验证（Safety assessment and verification）。一座核电厂在开始建造和运行之前，均要先作出安全评价。这种评价应写成正式文件，并独立地接受审评。安

全评价包括对构筑物、系统和部件可能失效的方式进行系统的严格审查并揭示设计中任何基础性的弱点,评价结果要详细地写在安全分析报告中。作为设计过程的一部分,在设计证实性分析活动之间存在迭代过程,随设计的进展其范围会不断扩大和详细程度不断提高。安全分析报告须由审管部门组织审评,如果证实所有安全问题都已恰当地解决或准备负责地加以解决,那么这一报告和审评就构成批准建造和运行的主要依据。国家核安全法规还明确规定:营运单位在把报告提交国家核安全监管部门之前必须保证由未参与相关设计的个人或团体对安全评价进行独立验证。

7) 辐射防护。在核电厂的设计、调试、运行和退役等阶段都要遵循与 ICRP 和 IAEA 推荐相符的一套辐射防护系统实践,在国内就是要遵循强制性国标 GB 18871—2002 的要求。

8) 运行经验和安全研究。核电主管部门要确保运行经验和安全相关研究结果的交流、审评和分析,并确保吸取教训和采取行动。营运单位要有一套有效的系统来收集和整理分析运行经验,每个营运单位要努力学习其他单位的经验,要在国内及国际范围内合作共享运行数据。任何事故都有其特定的先兆事件,运行经验反馈也增添了有关设备运行特征和性能的知识,为数值安全分析提供了数据。对异常事件的反应、严重事故序列等的研究可用来改进电厂性能,并可用于核电厂设计,有助于使新建电厂更加安全。

9) 运行最优化。在现有的和未来的核电厂中采用以下方式实现运行最优化:增强安全文化和纵深防御、改进人员素质、维持最好的材料条件和设备特征、采用自我评价和同行审评、在世界范围内交换运行经验和其他资料、增加 PSA 应用以及拓展实施严重事故管理。

10) 未来核电厂的特性。未来核电厂设计必须将安全置于首位,概括起来,仍然是事故预防和事故缓解两方面。关于事故预防,它集中于减少设备故障的频度和减少人因错误的数量。前者采用增加裕量、简化设计特别是减少能动部件的数量、选用恰当的材料和加强预防性维修,后者主要是改善人机接口并使操纵员有较长时间来作思考和判断。在事故缓解方面,它集中于减少放射性释放的概率和后果,通常一些重要的改进措施见表 1.4-2。

表 1.4-2 预防和缓解严重事故的重要改进措施

严重事故情景	最常用的改进措施
反应性事故	增加给水系统,增加或加快硼系统动作 控制自动稀释
可燃气体释放	用氮气惰化,点火器,催化器
高压熔堆	增加反应堆冷却剂系统降压
压力容器支撑结构上的冲击力	实体屏障,堆坑充水
压力容器贯穿	压力容器外冷却
与安全壳边界的直接接触	实体屏障,充水
安全壳缓慢超压	过滤排出,各种替代冷却源
基础板熔穿	堆坑充水,压力容器外冷却
安全壳旁通	消除高/低压力界面,附加隔离
安全壳隔离	减少损害安全壳的风险
CANDU 严重事故	增加慢化剂/端屏蔽热阱的有效性

2.3 构筑物、系统和部件的可靠性设计

核电厂安全重要的构筑物、系统和部件必须设计成能

足以承受所有确定的假设始发事件,这种承受能力必须具有足够的可靠性。这些假设始发事件有内部事件,包括设备故障、人员差错和火灾或内部水淹等;有外部事件,包括外部人为事件或自然事件;并要考虑各单个事件的合理组合。在可靠性设计中采用如下措施:

1) 采用多样性、多重性和独立性原则。为完成一项特定安全功能而采用多于最少套数的设备,通常称冗余或备用,它是提高可靠性的一项重要设计准则。而多样性是针对执行同一功能的多重系统或部件可能由于某种共同的原因出现全部丧失功能的共因故障,而在这些多重系统或部件设计中引入不同属性来实现。采用多样性时必须同时考虑诸如运行、维修和试验程序中额外的复杂性或使用可靠性较低设备所带来的缺点。而独立性则包括保证多重系统部件之间的独立性、系统中各部件与假设始发事件效应之间的独立性、不同安全等级的系统部件之间的独立性以及安全重要物项与非安全重要物项之间的独立性等。

2) 单一故障准则。单一故障是导致某一部件不能执行其预定安全功能的一种随机故障。由单一随机事件引起的各种继故障均应视作单一故障的组成部分。对于满足单一故障准则的设备组合,在其任何部位发生单一随机故障时,仍能保持所赋予的功能。分析是逐一进行的直到完成所有组合和全部故障为止。如果分析表明每个安全组合在计及假设始发事件的影响后均能完成各自的功能,则认为设计达到了单一故障准则的要求。

3) 故障安全设计。核电厂安全重要系统和部件的设计中,必须使该系统或其部件发生故障时不需要采取任何操作而使核电厂进入安全状态。

4) 可靠的辅助设施。用于支持安全重要系统部分的设备的辅助设施,包括供应电力、冷却水和压缩空气或其他气体的设施及润滑设施等,必须视作安全重要系统的一部分,其可靠性必须与所支持的系统的可靠性相当。

5) 设备停役。核电厂及其安全系统的可靠性设计中,必须计及设备停役的影响,包括预计的维护、试验和修理工作对各个安全系统的可靠性所产生的影响。通常采用诸如增加多重性等措施保证在无须核电厂停堆的情况下进行。

2.4 核电厂安全运行

核电厂的运行必须遵循国家核安全局发布的《核动力厂运行安全规定》的各项规定,包括对营运单位的要求,人员的资格与培训要求,调试与运行方面的要求,安全重要构筑物、系统和部件的维修、试验、监督检查和修改方面的要求,辐射防护和放射性废物管理方面的要求,记录和报告、定期安全审查以及退役方面的各项要求。在这些要求中最为突出的是核电厂的运行限值和条件。

为保证核电厂运行符合设计要求,营运单位必须制定包括技术和管理两个方面的运行限值和条件。运行限值和条件必须反映最终设计并根据设计、安全分析和调试的结果来确定。运行限值和条件必须在核电厂运行开始之前经国家核安全局评价和批准。运行限值和条件必须包括各种运行状态,包括反应堆停役在内的要求。运行限值和条件必须作为核电厂营运单位受权运行核电厂的一个重要依据。对运行负有直接责任的运行人员必须熟练掌握并保证遵守。

运行限值和条件制定的目标是要具有防止发生可能导致事故工况的状态和如果发生这种事故工况则要减轻其后果的功能,它通常可以分为以下几类:

1) 安全限值。

- 2) 安全系统整定值。
- 3) 正常运行的限值和条件。
- 4) 监督要求。

运行限值和条件必须基于对特定核电厂及其环境的分析,并必须符合设计中所作的规定。每一项运行限值和条件的采用依据必须有书面说明。在核电厂运行寿期内,必须根据经验的积累、技术和安全的发展以及核电厂的变更对运行限值和条件进行复审。在国家核安全监管部门提出要求或者营运单位认为必要时还必须对运行限值和条件进行修改,但修改必须经过国家核安全局的批准。

营运单位还必须根据国家核安全监管部门的要求和本单位的政策制定全面地适用于正常运行、预计运行事件和事故工况下的运行规程。正常运行和预计运行事件下的运行原则必须和规定了运行限值和条件的运行技术规格书相一致。正常运行规程必须保证核电厂能运行在限值和条件之内,对预计运行事件和设计基准事故必须制定事件导向规程或征兆导向规程,并且还需制定超设计基准事故下的应急运行规程或严重事故管理指南。

如果需要进行非常规运行、试验或实验,必须进行安全审查。必须确定专门的运行限值和条件,还必须编制专项运行规程。如果在非常规运行期间违反任何专门的运行限值或条件,必须立即采取纠正措施,而且必须对该事件进行审查。不得进行不必要的或未经充分论证的实验。

营运单位必须制定和实施辐射防护大纲,以保证在所有的运行状态下由于核电厂的电离辐射或由于从核电厂有计划地排放放射性物质所引起的辐射照射保持在规定的限值以下,并保持在合理可行尽量低的水平。辐射防护大纲的编制必须基于对辐射防护的评价分析,并包括辐射分区和出入口控制、个人监测和防护设备、厂区放射性监测、环境的放射性监测、在预计有放射性危害情况下运行和维修规程的制定、人员设备和构筑物的去污、发送放射性物质的控制,以及对放射性流出物排放的监测和控制等。营运单位的辐射防护职能部门必须具有足够的独立性和足够的资源。

3 核安全法规标准

正如前面 2.2 节通用技术原则中“经验证的工程实践”中所指出的,这些经验证的工程实践集中体现在经批准的规范和标准中。我们国家的核安全法律、法规和标准体系基本上可分为五类:法律、行政法规、部门规章、指导性文件和技术标准。前三类是具有法律约束力的文件。

3.1 法律和法规

建立核安全法律和法规的目的为确立国家对核安全与放射性污染监管的法律基础、建立监管机构并授予相应的职责和权力、确立监管制度和营运单位职责、国家对核材料管制以及核事故的应急管理。法律是由全国人大批准实施的。目前有“中华人民共和国放射性污染防治法”、“中华人民共和国环境保护法”、“中华人民共和国职业病防治法”、“中华人民共和国环境保护法”、“中华人民共和国环境影响评价法”、“中华人民共和国海洋环境保护法”、“中华人民共和国水污染防治法”等,“原子能法”尚在编制过程中。行政法规是由国务院发布的,目前主要有“中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例”、“中华人民共和国核材料管制条例”和“核电厂核事故应急管理条例”等。部门规章中由国家核安全局发布的有“核电厂厂址选择安全规定”、“核电厂设计安全规定”、“核电厂运行安全规定”等 20 个,由国家环保局

发布的有“放射环境管理法”、“近岸海域环境功能管理办法”、“国家重点环境保护实用技术推广管理办法”、“污染源监测管理办法”、“环境保护行政处罚办法”等若干个,由卫生部发布有“核设施放射卫生防护管理规定”、“核事故医学管理规定”、“放射工作人员健康管理规定”、“放射事故规定”等若干个。由于我国目前“原子能法”尚未编制出台,因此,在这些部门规章中有些内容重复或不相协调处,有些是早期编制现在正在修订之中。自从“中华人民共和国放射性污染防治法”的相关条款作出了明确规定之后,有关的污染防治统一标准和统一监督管理均进一步的走上了正规有序的道路。

3.2 安全导则

核安全导则是国家核安全局发布的技术指导性文件,用来说明或补充法规的有关要求,也提供一些法规实施中需要的方法或程序。遵循这些方法或程序通常是能保证安全的。因此,如果不遵照这样做,则必须提供论证文件以证明替代用的方法、程序和数据等的安全性。由国家核安全局颁布的导则基本上均是国际原子能机构推荐的导则文件,多年来的使用证明它们是安全可靠的。随着科技的发展和实践经验的积累,国际原子能机构正在逐步地加以修订升版,并作较大的调整。我国的六十多个导则也将会逐步进行修订。

核安全文件中还有一些专题性的技术报告,这些文件一般都是解决技术问题的总结,在工作中有很大的参考价值,例如 TECDOC-955“反应堆事故期间确定防护行动的通用分析程序”,就为核电站严重事故情况下的事故评价提供了一个很实际的指导和工具,该报告已经作为国家核安全局的核安全译文(NNSA-0080)出版,作为严重事故下确定公众的防护行动以及应急工作人员的剂量控制的技术程序。

3.3 技术标准

技术标准又称工业标准,属于国家质量监督检验检疫总局发布,按国家标准和分类办法执行。技术标准分为两大类即国家标准和行业标准,在这两类标准中又各分为强制性执行和推荐执行两种。所有涉及核安全和放射性污染防治方面的标准制定均须由国家环保总局认可备案。我国核电标准的起步是为了秦山核电厂的设计,当时是参照美国的核安全管理导则和西屋公司公布的一套准则转化为中国的一套行业标准,并将美国相应的 ASME 规范体现为各项设备制造的技术条件。在引进大亚湾核电站以后,在秦山核电二期工程和岭澳核电建设中根据法国的基本安全规则(RFS)、设计和建造规则(RCC 系列)和机械设备制造规则(RCC-M)等转化为相应的一套行业标准和推荐性国标。今后随着我国核电事业的国产化、标准化系列化的要求,一个统一的、先进的、适合我国国情的标准系统的建立是迫在眉睫的任务。

4 核安全许可制度

根据“中华人民共和国核设施安全监督管理条例”规定,国家实行核设施安全许可制度,由国家核安全局负责制定和批准颁发核设施安全许可证件,许可证包括建造许可证、运行许可证、操纵员执照和其他需要批准的文件。

4.1 核电厂安全许可证件的种类

为实施对核电厂厂址选择、建造、调试、运行和退役五个主要阶段的安全监督管理,国家颁发相应的安全许可证件:

1) 核电厂厂址选择审查意见书。从安全方面确定核电厂与所选厂址之间的适宜性。

2) 核电厂建造许可证。审评核电厂的设计原则以便就核电厂建成后是否能安全运行得出结论。营运单位只有得到该许可证后才可开始核岛混凝土浇注。

3) 核电厂首次装料批准书。确定核电厂是否按认可的设计建成,是否已达到要求的质量、系统设备是否经调试证明合格、是否已准备好运行必需的规程等。国家核安全局审评通过后颁发批准书,批准首次装料进行带核调试,并按批准的计划提升功率进行试运行。

4) 核电厂运行许可证。通常经过不少于一年的试运行之后表明运行的结果与设计相一致,并根据实际运行对运行技术规格书进行了修订,国家核安全局颁发运行许可证以批准长期正式运行。

5) 核电厂退役批准书。在对核电厂终止运行前营运单位提交的退役大纲及其他相应的有关安全和环境保护的文件进行审评后,确定其退役步骤和退役各阶段的状态是否安全,包括退役废物最终处置是否安全颁发退役批准书,以实施核电厂的最终退役。

安全许可证件中关于核电厂运行人员有两个专门的执照即:

6) 操纵员执照。具有持此执照的人员方可操纵核电厂反应堆控制系统。操纵员必须具备身体健康无职业禁忌证、具有大专以上文化程度并经操作培训考试合格等条件。

7) 高级操纵员执照。只颁发给担任操纵员两年以上且成绩优秀者。

操纵人员执照申请者必须通过核电厂主管部门的取照考核,该考核标准必须提交国家核安全局核准。执照的有效期为两年,并应在到期30d前申请换发。

4.2 核电厂安全许可证件的申请、审评、颁发和中止或吊销

核电厂营运单位必须在厂址选定六个月前提出申请并向国家核安全局提交《核电厂可行性研究报告》中有关厂址安全内容的文件,国家核安全局在一个月内对其可审性作出评价,如果确定接受申请,随即组织技术支持单位对其进行技术审评。审评单位根据核安全法规的要求,并对某些文件中未阐述清楚的安全问题与申请者进行对话之后,确定安全上的可接受性提出审评报告。与此同时国家核安全局还将有关申请书和文件资料分送国家有关部门以及核电厂所在的地方政府征询意见,地方政府还要向当地公众征集意见,最后经专家委员会咨询后确定批准并颁发证件。通常,在颁发证件中会附加一些批准条件,指出在后续工作中必须完成的安全项目。其他阶段的许可证件申请、审评、颁发的过程与此相似。附录4A列出了其他阶段许可证申请时需提交的有关文件,附录4B列出了安全分析报告典型的内容要求的目录。根据国家规定,在各个阶段还需提交相应的环境影响报告进行环境影响审评,国家核安全局颁发许可证件中必须引入有关环境影响评价的结论和相关的许可条件。

对安全分析报告的技术审评通常采用两种方式。一种是由审管单位本身的各个审评技术科室独立进行,例如在美国是由核管会的核反应堆管理局下设的各科室进行。为了改进审评者工作的质量和评价的一致性,核反应堆管理局组织编制了标准审查大纲(SRP)。根据各科室审查的内容要求和预计会出现的变动,提出了明确的基本规定和为符合法规、导则要求的验收准则,并为满足验收准则提供了各种可接受

的方法。SRP的章节和标准安全分析报告的章节是一致的,它的内容包括审查责任、审查范围、验收准则、评价结论要求,以及实施方法五个方面,其中的核心部分是验收准则和评价结论要求。SRP是审评人员的实用手册,现在已具有法律地位,因此,它也是设计人员极为重要的参照文件。早先SRP是1981年的版本,由于前段美国实际停建了核电站,多年来SRP无大变化。在美国用户要求文件和国际原子能机构等六个国际组织共同发布的“电离辐射防护和辐射源安全基本版权标准”颁布以后,美国联邦法规有了相当的修改,因此,SRP在1996年就有了新的修改版。修改是相当多的,例如在第12章辐射防护中,其修改补充的地方就有261处之多。

另一种做法是由核安全审管单位委托其技术支持单位采用对比法进行技术审评,例如,在法国是由中央核设施安全局(SCSIN,现为ASN)委托给核安全与防护研究院(IP-SN,现为IRSN)的安全评价部进行。其特点是把过去已经通过审评并且在运行中其安全性已得到了证实的那些设计部分作为参考点,如果新设计与之相比所作的改变是偏于安全且有充分的试验研究资料加以证实,则对那些改变部分是否满足法规要求给出肯定性的评价结论,由核安全局予以认可后给出指令性批准文件。这种方式对于那些主要是标准化、序列化的核电机组特别合适。

我国的审评方法基本上采用美国的方式,但还是由核安全局委托其技术支持单位来进行。审评基本上参照SRP,但相应的法规标准要与我国法规、导则协调一致。

营运单位如果不执行核安全规定的各项相关要求或不顾许可证条件或核电厂功能失常或发生对工作人员、公众和环境造成不可接受的危害时,将中止甚至吊销相应的许可证件。

5 核电厂安全监督

为了在民用核设施的建设和营运中保证安全,保障工作人员和公众的健康,保护环境,促进核能事业的顺利发展,国家制定了“中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例”。条例中规定国家核安全局对全国核设施安全实施统一监督,独立行使核安全监督权。

5.1 国家核安全局的监督职责

国家核安全局及其派出机构可向核设施制造、建设和运行现场派驻监督组(员)执行下列监督任务:

- 1) 审查所提交的安全资料是否符合实际。
- 2) 监督是否按照已批准的设计进行建造。
- 3) 监督是否按照已批准的质量保证大纲进行管理。
- 4) 监督核设施的建造和运行是否符合有关核安全法规和建造许可证、运行许可证所规定的条件,以及执行运行技术规格书的情况。
- 5) 考察营运人员是否具备安全运行及执行应急计划的能力。
- 6) 其他需要监督的任务。

核安全监督员由国家核安全局任命并发给“核安全监督员”证。执行任务时,凭证有权进入核设施制造、建设和运行现场调查情况,收集有关核安全资料。国家核安全局在必要时有权采取强制性措施,命令营运单位采取安全措施或停止危及安全的活动,营运单位对国家核安全局的强制性措施必须执行。

5.2 奖励和处罚

对保证核设施安全有显著成绩和贡献的单位和个人，国家核安全局或核设施主管部门会给予适当的奖励。而在核设施选址、建造、调试、运行和退役各阶段未经批准或违章施工的，谎报有关资料或事实或无故拒绝监督的，无执照操纵反应堆的，以及拒绝执行强制性命令的，国家核安全局可依其情节轻重，给予警告、限期改正、停工或停业整顿、甚至吊销安全许可证件的处罚。对不服管理、违反规章制度，或者强令他人违章冒险作业，因而发生核事故造成严重后果构成犯罪的，由司法机关依法追究刑事责任。

5.3 国际上新的核安全监管方法

美国是国际上的核电强国，美国核管理委员会在过去比较繁复的审管程序基础上发展了所谓的一步法管理程序，即在颁发早期厂址许可和核电厂设计许可证基础上，将核电厂的建造和运行许可实行联合运行许可证制度。核电厂营运单位在取得联合运行许可证后即可开始核电厂的建造，在建造过程中核管会根据核电厂设计许可证阶段确定的检验、试验、分析、验收准则跟踪监督，如果结果满足验收准则，在通过公众听证后不再需要新的许可证件即可装料、运行。而对运行核电站的监管则采用了“风险指引”(Risk-informed)的方法。新的监管方法具有下列特点：

- 1) 更集中在风险较大的地方。
- 2) 对于存在有问题的核电厂加大监管力度。
- 3) 使用客观的方法来评价核电厂的行为。
- 4) 给出了对公众和核工业界都能及时理解的评价核电厂行为的方法。
- 5) 降低了对核设施不必要的监管负担。
- 6) 能预知并提前响应那些可能违反法规的活动。
- 7) 建立一套基本的监督检查大纲，提出了对所有核电厂最少的监管要求。

新的监管方法集中在支持核电厂安全运行下列 7 个基石上：初始事件、缓解系统、实体屏障、应急准备、职业照射、公众照射和实体保卫。对于每个安全基石都确立了一些性能指标，目前总共有 16 个。性能指标是使用一些客观数据对每个基石内的行为进行监测，核管会的监督一方面验证营运单位提供的性能指标的准确性，另一方面评价那些不能通过性能指标来直接监测的行为，最后判断该营运单位是处在对安全的良好响应区还是需要增加监督的区域，或是要加强监管的区域、甚至是不可接受的区域。新的监管实施了基准监督检查大纲，该大纲包括了三个主要方面即：“风险指引”的基本监督检查、电厂特定的附加检查和特别的非经常性检查，对每个安全基石都规定了可检查领域或监督检查程序及相应的检查频度。通过这样有效的监管从而达到了以下目标：

- 1) 使得可能导致核电厂事故出现的频度极低。
- 2) 使核电厂不产生对工作人员和公众的重大辐射照射。
- 3) 实体保卫不被破坏。

附录 4A 许可证件申请需提交的文件

《核电厂建造许可证》的申请者必须在厂址选定后，开始核岛基础混凝土浇灌前十二个月向国家核安全局提交申请书，并同时提交下列文件：

- 1) 《核电厂可行性研究报告》的批准书。
- 2) 《核电厂环境影响报告批准书》(建造许可证颁发前

一个月)。

3) 《核电厂初步安全分析报告》。

4) 《核电厂质量保证大纲》(设计和建造阶段)。

《核电厂首次装料批准书》的申请者必须在核电厂首次向堆芯装入核燃料前十二个月向国家核安全局提交申请书，并同时提交下列文件：

- 1) 《核电厂最终安全分析报告》。
- 2) 《核电厂环境影响报告批准书》(首次装料前一个月)。
- 3) 《核电厂调试大纲》。
- 4) 核电厂操纵人员合格证明(首次装料前一个月)。
- 5) 《核电厂营运单位应急计划》(首次装料前六个月)。
- 6) 《核电厂建造进展报告》(首次装料前六个月)。
- 7) 《核电厂在役检查大纲》。
- 8) 《役前检查结果》(首次装料前一个月)。
- 9) 《核电厂装料前调试报告》(首次装料前一个月)。
- 10) 《核电厂拥有核材料许可证的证明》(首次装料前一个月)。
- 11) 《核电厂运行规程清单》(首次装料前一个月)。
- 12) 《核电厂维修大纲》(首次装料前六个月)。
- 13) 《核电厂质量保证大纲》(调试阶段)。

《核电厂运行许可证》的申请者从核电厂首次达到满功率进行之日起，经十二个月的试运行后，必须及时向国家核安全局提交申请书，并同时提交下列文件：

- 1) 《核电厂修订的最终安全分析报告》。
- 2) 《核电厂环境影响报告批准书》。
- 3) 《核电厂装料后调试报告和试运行报告》。
- 4) 《核电厂质量保证大纲》(运行阶段)。

《核电厂退役批准书》的申请者必须在开始退役活动两年前向国家核安全局提交开始退役申请书，最终退役前提交最终退役申请书，并同时提交下列文件：

- 1) 《核电厂退役报告》。
- 2) 《核电厂退役环境影响报告批准书》。
- 3) 《核电厂质量保证大纲》(退役阶段)。

附录 4B 安全分析报告典型内容的目录

引言

第 1 章 前言和电厂概述

1.1 前言

1.2 电厂的概述

1.3 对比表格

1.3.1 与相似电站设计的对比内容

1.3.2 最终资料和初步资料的对比

1.4 代理人及承包商的确定

1.5 关于提出进一步技术资料的要求

1.6 参考文献中包括的资料

1.7 图纸和其他详细资料

1.7.1 电气、仪表及控制系统的图纸

1.7.2 管道和仪器仪表图

1.7.3 其他详细资料

1.8 与核安全法规、导则一致性

第 2 章 厂址特征

2.1 地理和人口统计

2.1.1 厂址位置和描述

2.1.2 禁区所有权和管理

2.1.3 人口分布

- 2.2 附近的工业、运输和军事设施
 - 2.2.1 位置和路线
 - 2.2.2 说明
 - 2.2.3 潜在事故的评价
 - 2.3 气象
 - 2.3.1 区域气候
 - 2.3.2 当地气象
 - 2.3.3 现场气象观测大纲
 - 2.3.4 短期的弥散估算值
 - 2.3.5 长期的弥散估算值
 - 2.4 工程水文
 - 2.4.1 水文说明
 - 2.4.2 洪水
 - 2.4.3 溪流与江河中之可能最大洪水
 - 2.4.4 地震引起的水坝可能破坏
 - 2.4.5 可能的最大风暴雨和湖震泛滥
 - 2.4.6 可能的最大海啸泛滥
 - 2.4.7 冰的影响
 - 2.4.8 冷却水道和水库
 - 2.4.9 水道改道
 - 2.4.10 防洪要求
 - 2.4.11 低水位考虑的问题
 - 2.4.12 液体排出物事故释放在地表水中的扩散、稀释及迁移时间
 - 2.4.13 地下水
 - 2.4.14 技术说明书和应急操作要求
 - 2.5 地质、地震和土木工程
 - 2.5.1 地质和地震的基本资料
 - 2.5.2 振动地面运动
 - 2.5.3 地表断裂活动
 - 2.5.4 地基和基础的稳定性
 - 2.5.5 边坡稳定性
 - 2.5.6 堤和坝
- 第3章 结构、部件、设计及系统的设计
- 3.1 遵循 HAF102 设计安全规定的情况
 - 3.2 结构、部件及系统的分类
 - 3.2.1 抗震分类
 - 3.2.2 系统质量分组
 - 3.3 风和龙卷风荷载
 - 3.3.1 风荷载
 - 3.3.2 龙卷风荷载
 - 3.4 水位(洪水)设计
 - 3.4.1 防洪工程(防外部水淹、防内部水淹)
 - 3.4.2 分析和实验程序
 - 3.5 防止飞射物
 - 3.5.1 飞射物的选择和描述
 - 3.5.2 结构、系统及部件对外部飞射物的防护
 - 3.5.3 屏障设计方法
 - 3.6 对假想管道破裂动力效应的防护
 - 3.6.1 流体系统中假设的管道破损
 - 3.6.2 假想管道破裂的破口位置和动力效应的确定
 - 3.7 抗震设计
 - 3.7.1 地震输入
 - 3.7.2 系统抗震分析
 - 3.7.3 子系统抗震分析
 - 3.7.4 地震仪表装置
 - 3.8 I 类结构设计
 - 3.8.1 混凝土安全壳
 - 3.8.2 钢安全壳
 - 3.8.3 钢或混凝土安全壳内的内部结构
 - 3.8.4 其他抗震 I 类结构
 - 3.8.5 基础
 - 3.9 机械系统和部件
 - 3.9.1 机构部件的特殊专题
 - 3.9.2 动力试验和分析
 - 3.9.3 核安全 1、2 和 3 级部件、部件支撑及堆芯支撑结构
 - 3.9.4 控制棒驱动系统
 - 3.9.5 反应堆压力容器内部构件
 - 3.9.6 泵和阀门的在役试验
 - 3.10 抗震 I 类仪表装置和电气设备的抗震鉴定
 - 3.10.1 抗震鉴定准则
 - 3.10.2 电气设备和仪表装置的鉴定方法和规程
 - 3.10.3 电气设备和仪表装置支撑结构的鉴定方法和规程
 - 3.10.4 鉴定结果和鉴定文件
 - 3.11 机械和电气设备的环境设计
 - 3.11.1 设备鉴定总体方法
 - 3.11.2 环境条件和设备鉴定
 - 3.11.3 试验结果和文件
 - 3.11.4 周围条件(安全壳外)的确定
 - 3.11.5 估计的化学和辐射环境
- 第4章 反应堆
- 4.1 概述
 - 4.2 燃料系统设计
 - 4.2.1 设计基准
 - 4.2.2 说明和设计图纸
 - 4.2.3 设计评价
 - 4.2.4 试验和检查计划
 - 4.3 核设计
 - 4.3.1 设计基准
 - 4.3.2 描述
 - 4.3.3 分析方法
 - 4.3.4 变动
 - 4.4 热工水力设计
 - 4.4.1 设计基准
 - 4.4.2 堆芯热工水力设计的说明
 - 4.4.3 反应堆冷却剂系统的热工水力设计的说明
 - 4.4.4 评价
 - 4.4.5 试验和验证
 - 4.4.6 对仪表装置的要求
 - 4.5 反应堆材料
 - 4.5.1 控制棒驱动系统结构材料
 - 4.5.2 反应堆堆内构件的材料
 - 4.6 反应性控制系统综合功能设计
 - 4.6.1 CRDS 资料
 - 4.6.2 对 CRDS 的试验和验证
 - 4.6.3 反应性系统综合性能的资料
 - 4.6.4 综合性能的评价
- 第5章 反应堆冷却剂系统和与之连接的系统
- 5.1 简要描述
 - 5.1.1 流程简图

- 5.1.2 管道和仪表装置图表
- 5.1.3 立面图
- 5.2 反应堆冷却剂压力边界的完整性
 - 5.2.1 与规范及规范案例的一致
 - 5.2.2 过压保护
 - 5.2.3 反应堆冷却剂压力边界材料
 - 5.2.4 反应堆冷却剂压力边界的在役检查和试验
 - 5.2.5 反应堆压力边界泄漏的检查
- 5.3 反应堆容器
 - 5.3.1 反应堆容器的材料
 - 5.3.2 压力—温度限值
 - 5.3.3 反应堆容器的完整性
- 5.4 部件和子系统的设计
 - 5.4.1 反应堆冷却剂泵
 - 5.4.2 蒸汽发生器
 - 5.4.3 反应堆冷却剂管道
 - 5.4.4 主蒸汽管道流量限制
 - 5.4.5 主蒸汽管道隔离系统
 - 5.4.6 反应堆堆芯隔离冷却系统
 - 5.4.7 余热排出系统
 - 5.4.8 反应堆水净化系统
 - 5.4.9 主蒸汽管道和给水管
 - 5.4.10 稳压器
 - 5.4.11 稳压器泄压排放系统
 - 5.4.12 阀门
 - 5.4.13 安全阀和泄压阀
 - 5.4.14 部件支撑
- 第 6 章 专设安全设施
 - 6.1 专设安全设施材料
 - 6.1.1 金属材料
 - 6.1.2 有机材料
 - 6.2 安全壳系统
 - 6.2.1 安全壳功能设计
 - 6.2.2 安全壳排热系统
 - 6.2.3 外层安全壳的功能设计
 - 6.2.4 安全壳隔离系统
 - 6.2.5 安全壳中可燃气体的控制
 - 6.2.6 安全壳泄漏试验
 - 6.3 应急堆芯冷却系统
 - 6.3.1 设计依据
 - 6.3.2 设计系统
 - 6.3.3 性能评价
 - 6.3.4 试验和检查
 - 6.3.5 对仪表装置的要求
 - 6.4 可居留性系统
 - 6.4.1 设计依据
 - 6.4.2 系统设计
 - 6.4.3 系统运行程序
 - 6.4.4 设计评价
 - 6.4.5 试验和检查
 - 6.4.6 对仪表装置的要求
 - 6.5 裂变产物排除和控制系统
 - 6.5.1 专设安全设施 (ESF) 的过滤器系统
 - 6.5.2 安全壳喷淋系统
 - 6.5.3 裂变产物控制系统
 - 6.6 2 级和 3 级部件的在役检查
 - 6.6.1 受检验的部件
 - 6.6.2 可接近性
 - 6.6.3 检验技术和程序
 - 6.6.4 检查时间间隔
 - 6.6.5 检查的类别和要求
 - 6.6.6 检验结果的评价
 - 6.6.7 系统压力试验
 - 6.6.8 为防止假想管道故障而增加的在役检查
- 第 7 章 仪器仪表和控制装置
 - 7.1 前言
 - 7.1.1 安全相关系统的确定
 - 7.1.2 安全准则的确定
 - 7.2 事故停堆的确定
 - 7.2.1 说明
 - 7.2.2 分析
 - 7.3 专设安全设施系统
 - 7.3.1 说明
 - 7.3.2 分析
 - 7.4 安全停堆所需的系统
 - 7.4.1 说明
 - 7.4.2 分析
 - 7.5 安全相关的显示仪器仪表
 - 7.5.1 说明
 - 7.5.2 分析
 - 7.6 安全所需的全部其他仪器仪表系统
 - 7.6.1 说明
 - 7.6.2 分析
 - 7.7 非安全所需的控制系统
 - 7.7.1 说明
 - 7.7.2 分析
- 第 8 章 电气系统
 - 8.1 前言
 - 8.2 厂外电力系统
 - 8.2.1 说明
 - 8.2.2 分析
 - 8.3 厂内电力系统
 - 8.3.1 交流电系统
 - 8.3.2 直流电系统
 - 8.3.3 电缆系统的防火
- 第 9 章 辅助系统
 - 9.1 燃料储存与装卸
 - 9.1.1 新燃料储存
 - 9.1.2 乏燃料储存
 - 9.1.3 乏燃料冷却池与清洗系统
 - 9.1.4 燃料装卸系统
 - 9.2 水系统
 - 9.2.1 电站厂用水系统
 - 9.2.2 反应堆辅助设施的冷却系统
 - 9.2.3 除盐水补给系统
 - 9.2.4 饮用水和生活水系统
 - 9.2.5 最终热阱
 - 9.2.6 冷凝水储存设施
 - 9.3 工艺辅助系统
 - 9.3.1 压缩空气系统
 - 9.3.2 工艺取样系统
 - 9.3.3 设备和楼地面排水系统

- 9.3.4 化学与容积控制系统
- 9.4 空调、加热、冷却及通风系统
 - 9.4.1 控制室区域的通风系统
 - 9.4.2 乏燃料池区域的通风系统
 - 9.4.3 辅助区域和放射性废物区域的通风系统
 - 9.4.4 汽轮机建筑物区域的通风系统
 - 9.4.5 专设安全设施的通风系统
- 9.5 其他辅助系统
 - 9.5.1 消防系统
 - 9.5.2 通信系统
 - 9.5.3 照明系统
 - 9.5.4 柴油发电机燃油储存和运输系统
 - 9.5.5 柴油发电机冷却水系统
 - 9.5.6 柴油发电机启动系统
 - 9.5.7 柴油发电机润滑系统
 - 9.5.8 柴油发电机燃气进气与排气系统
- 第10章 蒸汽—电力转换系统
 - 10.1 简要描述
 - 10.2 汽轮发电机
 - 10.2.1 设计依据
 - 10.2.2 描述
 - 10.2.3 汽轮机叶轮的完整性
 - 10.2.4 评价
 - 10.3 主蒸汽供应系统
 - 10.3.1 设计依据
 - 10.3.2 描述
 - 10.3.3 评价
 - 10.3.4 检查与检验要求
 - 10.3.5 水化学
 - 10.3.6 蒸汽与给水系统的材料
 - 10.4 蒸汽—电力转换系统的其他设施
 - 10.4.1 主凝汽器
 - 10.4.2 主凝汽器抽气系统
 - 10.4.3 汽轮机轴封系统
 - 10.4.4 汽轮机旁路系统
 - 10.4.5 循环水系统
 - 10.4.6 冷凝水净化系统
 - 10.4.7 冷凝水及给水系统
 - 10.4.8 蒸汽发生器排污系统
 - 10.4.9 辅助给水系统
- 第11章 放射性废物的管理
 - 11.1 源项
 - 11.2 废液管理系统
 - 11.2.1 设计依据
 - 11.2.2 系统描述
 - 11.2.3 放射性释放
 - 11.3 废气管理系统
 - 11.3.1 设计依据
 - 11.3.2 系统描述
 - 11.3.3 放射性释放
 - 11.4 固体放射性废物
 - 11.4.1 设计依据
 - 11.4.2 系统描述
 - 11.5 工艺过程和流出物的放射性监测与取样系统
 - 11.5.1 设计依据
 - 11.5.2 系统描述
 - 11.5.3 流出物监测与取样
 - 11.5.4 工艺过程监测与取样
- 第12章 辐射防护
 - 12.1 保证职业性辐照是合理可行尽量低
 - 12.1.1 政策方面的考虑
 - 12.1.2 设计方面的考虑
 - 12.1.3 运行方面的考虑
 - 12.2 辐射源
 - 12.2.1 内在源
 - 12.2.2 气载放射性物质源
 - 12.3 辐射防护设计特点
 - 12.3.1 设施设计特点
 - 12.3.2 屏蔽
 - 12.3.3 通风
 - 12.3.4 区域辐射和气载放射性检测的仪器仪表
 - 12.4 剂量估计
 - 12.5 保健物理大纲
 - 12.5.1 机构
 - 12.5.2 设备、仪表装置及设施
 - 12.5.3 规程
- 第13章 运行管理
 - 13.1 申请者的组织机构
 - 13.1.1 管理和技术支持组织机构
 - 13.1.2 生产和运行组织机构
 - 13.1.3 电厂工作人员的资格
 - 13.2 培训
 - 13.2.1 工作人员培训大纲
 - 13.2.2 人员的替换和再培训
 - 13.3 应急计划
 - 13.3.1 初步计划 (PSAR)
 - 13.3.2 应急计划 (FSAR)
 - 13.4 审评和检查
 - 13.4.1 现场审评
 - 13.4.2 独立审评
 - 13.4.3 检查大纲
 - 13.5 电厂规程
 - 13.5.1 管理规程
 - 13.5.2 运行和维护规程
 - 13.6 工业保安
 - 13.6.1 人员和电厂设计
 - 13.6.2 保安计划
- 第14章 初始试验大纲
 - 14.1 初步安全分析报告中需包括的专门资料
 - 14.1.1 试验大纲的范围
 - 14.1.2 特殊的、独特的或首次设计的某一类型装置的设计特点
 - 14.1.3 管理原则
 - 14.1.4 其他核电厂的运行和试验经验的利用
 - 14.1.5 试验大纲进度表
 - 14.1.6 电厂运行和应急规程的试用
 - 14.1.7 在试验大纲实施期间申请者的机构和人员的增加
 - 14.2 最终安全分析报告中需包括的专门资料
 - 14.2.1 试验大纲和试验目的的摘要
 - 14.2.2 组织机构和人员配备
 - 14.2.3 试验程序

- 14.2.4 试验大纲的实施
- 14.2.5 试验结果的审查、评价及批准
- 14.2.6 试验记录
- 14.2.7 试验大纲与管理导则的一致性
- 14.2.8 利用反应堆运行和试验经验制定试验大纲
- 14.2.9 电站运行和应急规程的试用
- 14.2.10 初始装料和初始临界
- 14.2.11 试验大纲进度表
- 14.2.12 单项试验的描述
- 第 15 章 事故分析
 - 15.0 各个初始事件的评价
 - 15.0.1 引言
 - 15.0.2 运行工况分类及明细表
 - 15.0.3 控制系统的优化
 - 15.0.4 电厂特性及事故分析中初始工况的假设
 - 15.0.5 专设安全设施的性能
 - 15.0.6 事故分析中假定的紧急停堆整定值和延迟时间
 - 15.0.7 测试仪表漂移和功率表误差
 - 15.0.8 用于缓解事故后果的电厂系统和部件
 - 15.0.9 裂变产物积存量
 - 15.0.10 剩余衰变热
 - 15.0.11 使用的计算机程序
 - 15.0.12 放射性后果
 - 15.1 二回路排热增加
 - 15.2 二回路排热减少
 - 15.3 反应堆冷却剂系统流量降低
 - 15.4 反应堆和功率分布异常
 - 15.5 反应堆冷却剂装量增加
 - 15.6 反应堆冷却剂装量减少
 - 15.7 系统或部件的放射性释放
 - 15.8 未能紧急停堆的预期瞬变
 - 15.9 导致冗余系统功能完全丧失的事件和事故
 - 15.10 严重事故
- 第 16 章 技术规格书
 - 16.0 引言
 - 16.1 定义
 - 16.2 安全限值
 - 16.3 安全系统整定值
 - 16.4 正常运行的限值、条件和监督要求
 - 16.5 管理规定
- 第 17 章 质量保证
 - 17.1 设计与建筑阶段的质量保证
 - 17.1.1 机构
 - 17.1.2 质量保证大纲
 - 17.1.3 设计管理
 - 17.1.4 采购文件管理
 - 17.1.5 指示书、程序和图纸
 - 17.1.6 文件管理
 - 17.1.7 采购材料、设计和服务的管理
 - 17.1.8 材料、零件和部件的标识与管理
 - 17.1.9 特殊工艺管理
 - 17.1.10 检查
 - 17.1.11 试验管理
 - 17.1.12 测量和试验设备的管理
 - 17.1.13 装卸、储存和运输
 - 17.1.14 检查、试验和运行状态
 - 17.1.15 不符合要求的材料、零件或部件
- 第 18 章 人因工程与控制室
 - 18.0 概述
 - 18.0.1 组织机构
 - 18.0.2 设计准则
 - 18.1 控制室
 - 18.1.1 功能分析
 - 18.1.2 主控制室
 - 18.1.3 辅助控制点
 - 18.2 安全参数显示功能
 - 18.2.1 综述
 - 18.2.2 人因工程适用原则的应用
 - 18.2.3 安全参数显示的可靠性

第5章 核电厂的质量管理

1 质量保证体系

核电厂的质量保证体系从总体上来说,是管理、执行和评价这三个职能的有机组合。对核电厂负有全面责任的营运单位以及承担某项工作(设计、制造、建造等)的责任单位,都必须遵照核电厂质量保证安全法规所规定的相关基本要求,建立、实施和持续维护与其承担的工作内容和责任相适应的核电厂质量保证总大纲以及各项具体工作的分大纲(即营运单位或承包单位的质量保证体系总说明)。因此,“质量保证”是目前核电行业的法规用语,其概念和内涵与“质量管理”是一致的。

1.1 质量保证体系的总体要求

质量保证体系规定一种有约束力的方式,使得工作能正确进行和问题得到预防。万一发生问题,即可监测到并进行纠正、查明原因、实施改进并采取预防问题再次发生的纠正措施。

对质保大纲的总体要求主要是:

(1) 质保大纲必须遵照核电厂质保法规的基本要求,规定怎样管理、执行和评价各项工作的细节。必须建立包括工作的管理者、执行者和评价者在内的组织结构,明确职责、权限和接口关系。必须提出管理措施,包括策划、进度安排和资源考虑。

(2) 质保大纲必须表明以下三个原则的结合:

1) 管理者为实现单位的目的提供计划、指导、资源和支持。

2) 执行工作职能的人员实现质量要求。

3) 执行评价职能的人员评价管理过程和工作执行情况的有效性。

(3) 质保大纲应包括为使物项或服务达到相应的质量所必需的活动,验证所要求的质量已达到所必需的活动,以及为产生上述活动的客观证据所必需的活动。质保大纲必须对所有影响质量的活动规定具体要求、做法和控制措施。

(4) 质量保证法规的基本要求是通用的,但实施质保要求的程度必须与物项、服务或过程在安全方面的重要性相称。为每个物项、服务或过程确定具体质保要求时,必须从其在核安全方面的相对重要性出发,使用分级的方式体现出计划性和公认的差别。应实施分级的领域包括:

- 1) 培训的类型和内容。
- 2) 工作细则的数量,以及对其审查和批准的程度。
- 3) 检查计划的必要性和详细程度。
- 4) 过程中审查和控制的程度。
- 5) 材料可追查性的要求。
- 6) 评价的类型。
- 7) 需要形成并保留的记录。

(5) 质保大纲的制定必须考虑要进行的各种活动的技术方面。大纲必须包括有关规定,以保证认可的工程规范、标准、技术规格书和实践经验经过核实并得到遵守。除了管理方面的控制之外,质量保证要求还应包括需达到的技术目

标。

(6) 必须规定对质保大纲实施的有效性进行监控和评价的方法。评价所得到的信息,应用来确保质保大纲的持续适宜性和有效性以及工作绩效的持续改进。

(7) 质保大纲对所有从事影响质量活动的人员都有约束力。质保大纲在持续改进质量方面的成功,取决于它在单位内部得到普遍的接受和认同。因此,单位的高层管理者要用签发政策声明的方式,确定质量方针和宗旨,表明对质量和安全的承诺,以及履行质保大纲持续改进工作绩效的承诺。各级管理者应通过行动表明对质量方针和政策的坚定和明确的支持。

1.2 质量保证大纲的文件类型和主要内容

1.2.1 文件类型

质量保证大纲的文件包括三类:质量保证大纲概述(也可称为质量手册);管理性文件;详细作业文件。

质量保证大纲的三层次文件结构体系如图 1.5-1 所示。

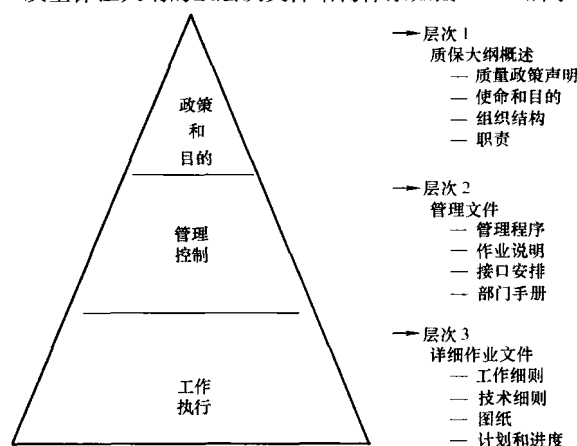


图 1.5-1 质量保证大纲三层次文件结构体系

1.2.2 质量保证大纲概述

(1) 质量保证大纲概述是对一个单位根据质保法规的基本要求建立的质量保证体系的总体说明,也可称为质量手册。它必须阐明适用于单位所承担工作的法规要求。

(2) 质量保证大纲概述是单位的管理者向全体员工传达质量方针、政策和实现质量要求的方法的主要手段。

(3) 质量保证大纲概述必须由单位最高管理者批准,确保将其分发给履行其要求的职能人员并得到有效实施。

(4) 质量保证大纲概述应包括以下内容:

- 1) 最高管理者的质量政策声明。
- 2) 单位的任务和目标。
- 3) 组织结构和管理程序概要。
- 4) 人员和部门的职责、权限。
- 5) 内部和外部的联络渠道和接口安排。
- 6) 与工作有关的参与单位的职责。
- 7) 培训、设施和工作环境的要求。
- 8) 为工作的执行和评价制定详细工作文件的要求。

9) 建立核安全分级方法的安排。

10) 衡量质量保证大纲的有效性和管理者自我评价的安排。

1.2.3 管理文件

(1) 管理文件通过确定控制措施,为从事某项工作规定具体细节的方式,对质保大纲概述中确定的方针和目标进行展开和分解。管理文件的内容包括:

1) 详细叙述单位内各部门和人员的职能、权限、责任和义务。对个人采用岗位描述的形式,对部门采用部门手册的形式。

2) 对每个活动领域,规定职责和内外联络渠道,例如管理程序和接口安排。

3) 规定要实施和控制的活动的,明确责任人及其职责以及所需的详细作业文件。

4) 确定并计划要进行的活动,确保以系统和高效的方式开展工作。

(2) 管理程序用来描述质保大纲概述中确定的、通常涉及单位内每个部门的过程。这类程序通过确定输入、关键活动、输出、记录以及有关职责,说明管理上述过程所需进行的工作。这类程序可作为制定接口安排和作业说明书的输入。管理程序可通过引用工作细则的方式来避免不必要的细节描述。

(3) 管理程序不应用于规定个人或小组如何完成技术性工作。

1.2.4 详细作业文件

(1) 详细作业文件用来规定个人或小组执行工作任务的具体细节,包括设备和系统的运行和维护以及试验、改造、检定、辐射防护和化学控制等活动。

(2) 详细作业文件的格式和内容应确保适于使用,内容清晰,简洁明了。

1.3 国际原子能机构核电厂质量保证法规与安全导则

1.3.1 核电厂质量保证法规与安全导则的首次发布

国际原子能机构(IAEA)于1978年正式发布了核电厂质量保证的实施法规 NO. 50-C-QA,《Quality Assurance For Safety in Nuclear Power Plants》(《核电厂安全的质量保证》),为核电厂的质量保证规定了必须满足的基本要求。与此同时,还着手制定并陆续发布与法规配套的安全导则,提出满足基本要求应优先考虑的推荐性做法。从1979年到1984年,国际原子能机构相继出版了10个安全导则,完成了核电厂质量保证方面的安全导则的配套工作。

1.3.2 核电厂质量保证法规与安全导则的作用

核电厂质量保证法规确定了为实现核电厂安全运行应达到的目标和最低要求。安全导则是为了说明并向成员国提供实施有关法规特定部分的可接受的方法。如果采用的方法和方案与安全导则规定的不同,但可提供至少相当的安全水平,保证核电厂安全运行,不会对厂区人员和公众增加风险,则这样的方法和方案也是可以接受的。

1.3.3 核电厂质量保证法规与安全导则的修订

(1) 质量保证法规的首次修订。

国际原子能机构在1986年决定修订和再版 NUSS(核安全标准)计划制定的法规和安全导则。1988年6月发布的《核动力厂安全法规:质量保证》(IAEA 50-C-QA, Rev. 1)与1978年版核电厂质保法规相比的主要修订是:

1) 按法规章与节的自然段排列顺序增加了按章排序的标号,便于引用和对照。

2) 增加了个别条目。

3) 部分措辞和词句的修改,未涉及基本要求的明显变化。

因此,核电厂质量保证法规1988年修订,只是编辑体例和个别条目与词句的修改和变化,未涉及质保体系策划和基本要求的重大变更,也未涉及安全导则的修订。

(2) 质量保证法规与安全导则1996年修订版。

国际原子能机构关于核电厂质量保证法规与安全导则1996年修订版本,对50-C-QA(Rev. 1)及其配套安全导则进行了全面改版和重大修订。在确保原先版本的所有要求得以保留的前提下,对法规的基本要求进行了扩展。它以《安全丛书》第50-C/SG-Q号的形式合并出版,包含法规和14个安全导则,同时发布。它与1988年版法规及配套安全导则相比的主要变化是:

1) 《安全丛书》更名为“核电厂和其他核设施安全的质量保证”,表明应用范围的扩大。

2) 质保法规与导则采用通常用语,不使用现行各国和国际标准所定义的通常术语以外的独特质保术语。仅保留七个特定术语的定义,即“核安全”和划分核设施许可证申领过程六个阶段(选址、设计、建造、调试、运行和退役)的定义。

3) 法规正文明显压缩,有关怎样履行基本要求的指南,包括在相应的安全导则中。针对原来的10个导则,通过合并、分列、扩展、新增,形成配套的14个导则。

4) 法规界定的基本要求分为管理、执行和评价三个职能类别,50-SG-Q8到Q14针对七项特殊活动的导则也按这三个职能类别来阐述怎样实现法规要求的建议。

5) 把1988版只在个别安全导则中明确提出的关于“物项”和“服务”分级控制要求,扩展到1996版整个法规和导则中,并在相关导则中明确提出分级应用的活动领域。

6) 强调建立和实施自我评价与独立评价相结合的评价体系和方法,原法规中的“管理部门审查”和“监察”只作为现行评价体系中的组成部分。

7) 对人员培训提出了更高的要求。培训不仅仅局限于取得资格和达到并保持足够的业务熟练程度,而是要促进本组织目标的实现和员工在各自专业领域的发展和提高。要把培训的重点放在实现“一开始就做好工作”的最终目标上。

8) 强调持续改进。在原法规和导则中规定,当发现质保大纲有问题时,必须采取纠正措施或安排质保监察,虽已表达了改进的含义,但不明确。新法规和导则强调以绩效为基础,通过评价识别薄弱环节和有害因素,实现持续改进,提高核安全性。

(3) 质量保证法规与导则的2006年修订版。

国际原子能机构针对1996年发布的质量保证法规和安全导则的修订工作即将完成。新版法规提出了建立涵盖安全、健康、环境、保卫、质量和经济等相关要素的一体化管理体系的要求和做法,更名为《The Management System for Facilities and Activities》(《设施与活动的管理体系》),编号为GS-R-3。新法规在总体结构上和国际标准化组织(ISO)发布的质量管理体系要求(ISO 9001:2000)标准趋向一致。将1996年版的安全导则分为两个文件出版,50-SG-Q1toQ7合并,称为管理体系通用导则;50-SG-Q8toQ14合并,称为核设施管理体系应用(指南)。

1.4 我国核电厂质量保证的核安全法规与安全导则

我国现行有效的核电厂质量保证法规与安全导则,是以国际原子能机构1988年法规以及1979~1986年间发布的10个配套安全导则为蓝本的。表1.5-1给出我国现行核电厂质量保证法规和安全导则的编号、名称、发布时间以及对应的IAEA文件编号和年份。

表 1.5-1 我国现行核电厂质量保证安全法规和导则与 IAEA 文件的对应关系

编 号	名 称	发布时间	对应的 IAEA 文件编号与年份	
HAF003	核电厂质量保证安全规定	1991.07.27	50-C-QA (Re. v1)	1988
HAD003/01	核电厂质量保证大纲的制定	1988.10.06	50-SG-QA1	1984
HAD003/02	核电厂质量保证组织	1989.04.13	50-SG-QA7	1983
HAD003/03	核电厂物项和服务采购中的质量保证	1986.10.30	50-SG-QA3	1979
HAD003/04	核电厂质量保证记录	1986.10.30	50-SG-QA2	1979
HAD003/05	核电厂质量保证监察	1088.01.28	50-SG-QA10	1980
HAD003/06	核电厂设计中的质量保证	1986.10.30	50-SG-QA6	1981
HAD003/07	核电厂建造期间的质量保证	1987.04.17	50-SG-QA4	1981
HAD003/08	核电厂物项制造中的质量保证	1986.10.30	50-SG-QA8	1981
HAD003/09	核电厂调试和运行期间的质量保证	1988.01.28	50-SG-QA5 (Rev. 1)	1986
HAD003/10	核燃料组件采购、设计和制造中的质量保证	1989.04.13	50-SG-QA11	1983

2 物项分级

物项分级包括安全等级、抗震类别、规范等级、质量保证分级以及相关的鉴定试验等级、在役检查等级、清洁度等级等。安全分级是其他各种分级的基础和依据。

1997 年 3 月国家核安全局发布的《压水堆核电厂物项分级的技术见解》(核安全法规技术文件 HAF. J0066)，规范了分级办法，给出了统一规定。本文即以此文件为依据，介绍物项分级中的安全等级、抗震类别、规范等级和质量保证分级。

2.1 安全等级

2.1.1 确定安全等级的依据和分级方法

(1) 基本安全功能。

为了保证核电厂的安全，在各种运行状态下、在发生设计基准事故期间和之后以及尽实际可能在发生所选定的超设计基准事故的事故工况下，核电厂安全重要物项的设计必须确保执行下列基本安全功能：

- 1) 控制反应性。
- 2) 排出堆芯热量。
- 3) 包容放射性物质和控制运行排放，以及限制事故释放。

(2) 细分的安全功能条目。

对各种反应堆设计的审查表明，具有执行下述安全功能的构筑物、系统或部件，就能满足现行的设计安全要求：

- 1) 防止发生不可接受的反应性瞬变。
- 2) 在所有停堆动作完成后，将反应堆保持在安全停堆状态。
- 3) 在需要时停堆以防止预计运行事件发展为设计基准事故和停堆以减轻设计基准事故的后果。
- 4) 在事故工况（不包括反应堆压力边界失效）期间和之后，保持足够的反应堆冷却剂总量用以冷却堆芯。
- 5) 在设计基准中所考虑的所有假设始发事件期间和之后，保持足够的反应堆冷却剂总量用以冷却堆芯。
- 6) 在反应堆冷却剂压力边界失效之后，从堆芯排出热量以限制燃料损坏。
- 7) 在反应堆冷却剂压力边界完整的情况下，在适当的运行状态和事故工况期间，从堆芯排出余热。
- 8) 将其他安全系统的热量传递到最终热阱。
- 9) 作为一种支持性功能，为安全系统提供必要的公用设施（如电、气、液压、润滑等）。
- 10) 保持堆芯内的燃料包壳可接受的完整性。

11) 保持反应堆冷却剂压力边界的完整性。

12) 限制放射性物质在事故工况期间和之后从反应堆安全壳内向外释放。

13) 在设计基准事故和选定的严重事故期间和之后，限制由反应堆安全壳以外的辐射源释放的放射性物质对于公众和厂区人员的辐射照射。

14) 在所有运行状态下将放射性废物和气载放射性物质的排放或释放限制在规定限值以内。

15) 对核动力厂内的环境状况保持控制，以便各安全系统能够正常运行，并为进行安全上重要操作的运行人员提供必要的可居留性。

16) 在所有运行状态下，对在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内运输或储存中的已辐照燃料的放射性释放进行控制。

17) 从储存在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内的已辐照燃料中排出衰变热。

18) 使储存在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内的燃料保持足够的次临界度。

19) 当某一构筑物、系统或部件的损坏会损害某一安全功能时，防止其发生损坏或限制其损坏所引起的后果。

(3) 安全功能的排序和分组。

划分安全等级的目的是为制定一套分级的设计要求提供基础。从理论上来说，针对上述 19 个安全功能条目，都能规定不同的设计要求，但这对实际工作中是不现实和不实用的。切实可行的办法是对这些安全功能条目按其重要性进行排序，然后将其组合为若干个安全等级，每个安全等级中的安全功能，具有相对同等的重要性。实践表明，将安全等级分为四级是合适的。

划分某一构筑物、系统或部件安全重要性的方法，必须主要基于确定论方法，适当时辅以概率论方法和工程判断，同时考虑如下因素：

- 1) 该物项要执行的安全功能。
- 2) 未能执行其功能的后果。
- 3) 需要该物项执行某一安全功能的可能性。
- 4) 假设始发事件后需要该物项投入运行的时刻或持续运行时间。

2.1.2 安全等级的划分

(1) 安全等级的名称与代号。

安全级	SC (电气设备用 1E)
安全 1 级	SC-1
安全 2 级	SC-2
安全 3 级	SC-3

非安全级 NNS (电气设备用非 1E)

非安全级中有特殊要求的 NNS (S) (电气设备用 SR)
NNS (S) 类物项的特殊要求应在设备规格书中加以说明。

属于 SC 或 NNS (S) 的物项是安全重要物项。

(2) 承压机械设备的安全等级。

承压机械设备是指核电厂工艺系统或安全系统中用于包容流体的各种容器、贮罐、管道、管道附件、热交换器、泵、阀门、热工仪表等物项。

对于承压机械设备,其安全级分为安全 1 级、安全 2 级和安全 3 级;非安全级当中又可分出 NNS (S) 类。

承压机械设备主支撑件的安全等级与被支撑设备相同。

1) 安全 1 级。安全 1 级适用于构成反应堆冷却剂压力边界、其失效会引起失水事故的物项。

某些部件虽然也属于反应堆冷却剂压力边界,但其失效引起的反应堆冷却剂流失不超出正常补水能力提供的补水量,这类部件可不列入安全 1 级。

2) 安全 2 级。安全 2 级适用于反应堆冷却剂压力边界内不属于安全 1 级的部件以及用于防止预计运行事件导致事故工况和减轻事故工况后果的物项。

3) 安全 3 级。安全 3 级适用于反应性慢时标控制所需物项;保证反应堆冷却剂以外的放射源安全所需物项;保证反应堆冷却剂装量的某些物项;对安全级设备运行起支持作用(冷却、润滑、液压等)的物项等。

4) 非安全级。非安全级适用于安全 1、2、3 级以外的所有承压机械设备。

在非安全级中应当识别出 NNS (S) 物项。这类也是安全重要物项,但其失效不会使厂区人员或公众所受照射超过规定限值。

NNS (S) 类物项的例子有:

1) 放射性废物处理系统中不属于安全 3 级但具有放射性物质包容功能的部件。

2) 与安全系统部件邻近的蒸汽管线和水管线部件。

3) 为反应堆正常运行从反应堆冷却剂系统或乏燃料储存冷却系统清除放射性物质的部件。

4) 为已辐照的中子吸收材料(如硼化合物)的再利用所需的储存、输运和工艺处理部件。

5) 其失效会影响安全级物项执行功能的部件。

6) 设备规格书所确定的其他有特殊要求的部件。

(3) 非承压机械设备。

非承压机械设备划分为安全级和非安全级两大类:

1) 安全级。安全级适用于执行安全功能的非承压机械物项,其例子有:①堆内构件;②控制棒驱动机构(耐压壳除外);③为保证安全系统的操作,运行人员居留所需的空气调节、空气净化系统的主要部件,如主控室通风系统、应急柴油发电机厂房空气调节系统;④事故时使用的安全壳空气净化系统及安全壳通风排热系统;⑤其他与安全有关的通风系统;⑥安全级非承压机械设备的主支撑件;⑦保证燃料安全装卸的装置,如装卸料机。

2) 非安全级。安全级以外的非承压机械设备属于非安全级。

在非安全级非承压机械设备中亦应识别出 NNS (S) 类物项。这类物项的例子有:

①为保护厂区人员或为安全级物项提供永久性屏蔽或实体保护的部件;②其失效可能导致安全级设备失效且未列入安全级的部件;③新燃料储存架;④火灾中用于保护安全级

设备(以确保能停堆和保持安全停堆状态)的部件;⑤正常运行时为排除乏燃料储存厂房空气中放射性物质所需部件;⑥设备规格书所确定的其他有特殊要求的部件。

(4) 燃料组件和燃料相关组件。

燃料组件和燃料相关组件都属于安全级。

燃料相关组件是指控制棒组件、中子源组件、可燃毒物组件和阻力塞组件。

(5) 电气设备。

电气设备包括电力设备、仪表和控制及其供电设备。后一类设备的详细安全分级见 GB/T 15474—1995《核电厂仪表和控制系统及其供电设备安全分级》。

电气设备划分为安全级和非安全级两大类:

1) 安全级。安全级适用于在发生事故时和事故后为保护公众所需的所有电气设备。安全级电气设备执行或支持安全功能。

安全级电气设备的例子有:①交流辅助电力系统中与安全功能有关的各种设备;②柴油发电机;③蓄电池及其供电设备;④上充泵、安注泵、余热排出泵、辅助给水泵、安全壳喷淋泵等所用的电动机以及安全壳隔离阀电动装置;⑤反应堆保护系统的主要设备;⑥安全注射、安全壳喷淋、辅助给水、消氢、安全壳隔离等系统的信号获取、处理及供电设备;⑦堆内温度测量装置;⑧反应堆压力容器液位测量及堆芯冷却剂过冷度测量装置;⑨核测量系统中源量程、中间量程和功率量程探测器;⑩用于保护的稳压器液位和压力监测装置;⑪用于事故后监测的装置,例如安全壳事故后辐射监测装置,稳压器液位、压力事故后监测装置等;⑫重要厂用水和设备冷却水系统的主要仪表。

2) 非安全级。安全级以外的电气设备属于非安全级。对非安全级电气设备应当区别对待,其中属于安全重要的应列为 NNS (S) 类(SR 级)。

(6) 构筑物。

构筑物划分为安全级和非安全级两大类。

1) 安全级。安全级适用于包容放射性物质、其失效可能使公众或厂区人员所受照射超过规定限值的物项,对安全级设备起保护作用的物项以及作为最终热阱的物项。

安全级构筑物的例子有:安全壳,核辅助厂房,柴油发电机厂房,主控室,最终热阱构筑物,电气贯穿件,乏燃料储存池,安全壳人员闸门、设备闸门、燃料运输通道。

2) 非安全级。非安全级适用于安全级以外的所有构筑物。

2.2 抗震类别

抗震类别是根据物项所执行的安全功能以及发生地震时对物项的特殊要求确定的。核电厂的物项划分为抗震 I 类、抗震 II 类和其他抗震类共三个抗震类别。

2.2.1 抗震 I 类

抗震 I 类适用于:

- 1) 损坏后会直接或间接引起事故工况的物项。
- 2) 使反应堆安全停堆、监测临界参数、保持反应堆处于安全停堆状态以及在长时期内排出余热所需物项。
- 3) 为防止放射性物质释放或使释放物质保持在国家核安全部门为事故工况所规定的限值以下所需物项(例如安全壳系统)。

所有安全级物项均应列为抗震 I 类。经分析、试验或根据经验预期会发生破坏、坠落、移位或任何其他空间反应并可能危及抗震 I 类物项功能的非安全级设备和构筑物亦应列

为Ⅰ类。否则必须采取设计措施使之在地震时不危及抗震Ⅰ类物项。

抗震Ⅰ类物项应按 SL-2 地震动设计和论证,应能承受 SL-2 和 SL-1 地震动荷载,并保证在地震发生时和(或)地震后能履行安全功能。

2.2.2 抗震Ⅱ类

抗震Ⅱ类适用于抗震Ⅰ类以外的下述物项:

- 1) 为防止放射性物质外逸超过正常运行限值所需物项。
- 2) 为减轻某些事故工况(这些工况持续相当长的时期,在这一时期内具有发生规定强度地震的合理可能性)所需的物项。

抗震Ⅱ类物项按 SL-1 地震动设计。抗震Ⅱ类物项的例子有放射性废物厂房的坑槽、三废系统厂房、蒸残液贮罐、集气箱、浓缩液贮罐以及与其相连的管道。

2.2.3 其他抗震类

抗震Ⅰ、Ⅱ类以外的物项属于其他抗震类。其他抗震类物项可按合适的常规设施抗震规范进行设计。

2.3 规范等级

(1) 规范等级是指为满足不同安全等级的要求根据设计建造规范(标准)对物项所规定的设计、建造等级。在确定规范等级及相应的设计建造要求时,首先要考虑安全等级,其次还要考虑物项的载荷条件(压力、温度、载荷循环情况等)。

(2) 对于承压机械设备,根据 GB/T 16702—1996《压水堆核电厂核岛机械设备设计规范》的要求,在确定规范等级时首先要考虑安全等级,即规范 1、2、3 级应当与安全 1、2、3 级的要求相适应;其次还要考虑设备的运行条件,例如,热循环频率高的或热负荷大的设备可提高一个规范等级。规范分级与规范要求是相互配套的,因而当列出规范等级时,还必须指出所采用的是哪个规范(需要时还应给出章节号)。

(3) 其他领域的物项(如电气、构筑物、燃料组件和某些非承压机械设备)也都需要按照相应的标准或规范设计建造,但这些标准或规范一般不划分规范等级,而是直接根据物项的安全等级提出设计建造要求(如电气系统和设备标准中就没有规定规范级,而是直接针对 1E 级或 SR 级提出设计、制造和鉴定要求)。在这种情况下,要求设计单位在其核电厂物项分级清单的规范级一栏中列出相应的标准或规范代号。

2.4 质量保证分级

2.4.1 质量保证等级的划分

核电厂物项质量保证等级的划分可以有两种办法。第一种办法以物项定位,即一个物项唯一地赋予一个等级。第二种办法以物项和活动领域(设计、采购、制造、建造、运行和管理)两者定位,即考虑到同一物项在不同的活动领域内质保要求的差异性,可能使同一物项在不同的活动领域有不同的质保等级。一般的做法是,以第一种办法为主,兼顾第二种办法以适应不同活动领域的特点。

核电厂物项质量保证分为四个等级,即:

质量保证 1 级	QA1
质量保证 2 级	QA2
质量保证 3 级	QA3
非核质量保证级	QAN

质量保证等级的高低首先要依据安全等级。其次还要考

虑物项的设计建造经验、工艺成熟性、运动部件多寡、供货史、标准化程度等多种因素。

(1) 质量保证 1 级。

质量保证 1 级适用于:

1) 全部安全 1 级、大部分安全 2 级和部分安全 3 级承压机械设备(2 级和 3 级中主要是泵、自动阀等)。

2) 安全级非承压机械设备中的堆内构件、控制棒驱动机构等。

3) 为安全停堆、排出余热、安全壳紧急排热、安全壳隔离以及事故后监测等提供信号、触发和驱动动力的安全级电气设备。

4) 安全壳。

5) 燃料组件和相关组件。

(2) 质量保证 2 级。

质量保证 2 级适用于:

1) 质保 1 级 1) 以外的安全 2 级和安全 3 级承压机械设备。

2) 安全级非承压机械设备的一部分,如通风设备等。

3) 质保 1 级 3) 以外的安全级电气设备以及部分 SR 级电气设备。

4) 安全级厂房(安全壳除外)。

(3) 质量保证 3 级。

质量保证 3 级适用于:

1) 质保 1 级和 2 级以外的所有安全级物项。

2) NNS(S) 类物项,包括电气设备中质保 2 级 3) 以外的所有 SR 级物项。

3) 某些非安全重要物项。

(4) 非核质量保证级。

QA1、QA2、QA3 以外的物项归入非核质量级保证级 QAN。QAN 应执行采购文件的要求。

2.4.2 质量保证分级方法

核电厂质量保证安全法规提出的基本要求,构成了全面质保大纲的基础,适用于核电厂寿期各阶段,影响安全重要物项和服务质量的各种工作。然而,法规界定的基本要求是普遍适用的通用要求,并不是特定物项或服务必须满足的全部要求。此外,实施相应要求的严格程度也随物项或服务的重要性而有所不同。物项和服务的质保分级及其适用的质保要求的确定,就是为特定物项或服务确定与其在安全上的重要性相适应的质保要求,作为制定质保大纲或一整套质保措施的基础和依据,既能满足必需的要求,能够对质量确保所需的置信度,而又不强加不必要的条件和要求。

图 1.5-2 是核电厂相关物项或服务质量保证分级方法流程图,它包括 8 个步骤:

1) 将核电厂划分为若干个主要系统。

2) 将系统细分为基本单元,直到把每个单元确定为独立的物项或服务。

3) 对所确定的物项或服务的复杂性、成熟性、在安全和运行上的重要性进行分析、评价和分类。

4) 对所确定的物项或服务在涉及的相关领域(设计、采购、制造、建造、运行、管理)内,从三个不同的质量保证级别选定一个。

5) 对每个领域中的每一质保级别,再进一步划分质保要求的等次(1 等、2 等、3 等、优良的工业实践惯例)。

6) 针对各领域每个质保级别中的质保要求等次,确立一组适用的质保要求。

7) 根据特殊情况,对适用的质保要求进行必要的调整。

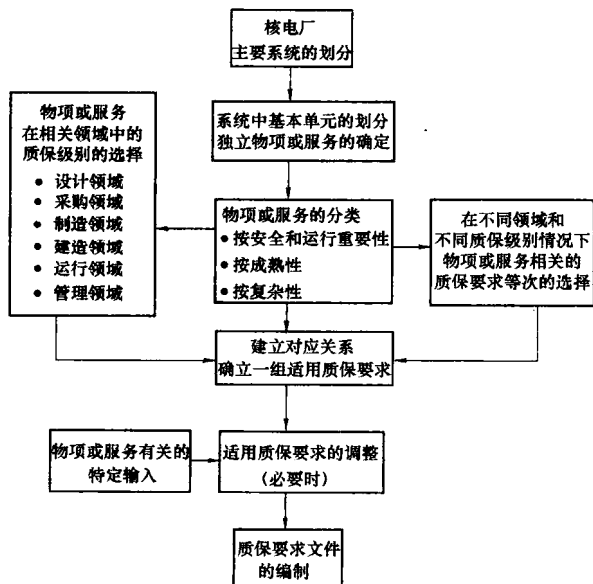


图 1.5-2 质量保证分级方法流程

8) 把针对确定物项或服务的所有质保要求汇总为一份完整的质保要求文件。

2.4.3 物项和服务的分类

(1) 物项和服务的确定。

首先,把核电厂划分为若干个主要系统(例如:主冷却剂回路、应急堆芯冷却回路、安全壳系统等)。然后,把这些系统再进一步细分为若干个基本单元,直到能将每一单元确定为一个独立的物项或服务。

(2) 物项和服务的分类方法。

物项和服务的分类,是通过物项和服务的成熟性、复杂性及其对安全和运行的重要性的综合权衡得出的。

1) 按安全和运行重要性分类。所考虑的重点是物项或服务对核电厂总的、安全、满负荷运行及其执行的功能的重要性。表 1.5-2 给出了这种分类的实例。

表 1.5-2 物项和服务按安全和运行重要性分类实例

分类	定义	描述
I	核电厂安全有关的永久性物项	防止或减轻可能对公众安全与健康造成过量危害的假想事故后果的构筑物、系统和部件(如一回路传热系统部件)
II	与核电厂运行有关的永久性物项	不包括在 I 类内,但若未能按设计额定值工作会影响核电厂按设计额定值运行的能力,并且对安全停堆或停堆余热排出不是最重要的构筑物、系统和部件。这类物项的故障不会危及公众安全(如汽轮发电机及其有关的辅助设备)
III	与核电厂运行无关的永久性物项	通常用于支持核电厂正常运行的构筑物、系统和部件。此类物项的功能故障不会危及安全有关构筑物、系统或部件,且不足以影响核电厂按设计额定值运行的能力。此类物项不包含放射性物质,它们的故障不会引起放射性物质的泄漏(如行政楼、停车场等)
IV	与核电厂有关的非永久性物项	核电厂建造活动中需要的、但不成为核电厂永久部分的非永久性构筑物、系统和部件。此类物项包括现场准备和改进活动所需要的设施(如临时建造设备和建筑物)

2) 按成熟性分类。将物项或服务按其每个领域(设计、采购、制造和建造、运行、管理)可利用的经验和成熟

性分类,其衡量标准是,是否具有经验丰富的承包商和工作人员以及被证实的工程实践。

3) 按复杂性分类。

① 设计复杂性是由设计过程的复杂性和遇到的困难所决定的。评价设计复杂性应考虑设计所需的知识面和专业领域的难度(如安全、抗震和应力分析,材料选择和环境条件分析等)以及外部审查的情况。

② 采购复杂性是由所涉及的单位的组织结构和相互关系等方面的复杂性,以及所采购物项或服务的复杂性决定的。

③ 制造和建造活动的复杂性是由所涉及的工艺过程以及相关质量特性的实现和验证的难度所决定的。还应考虑其他因素,如精密公差的数量和运动部件的数量等。

④ 运行的复杂性取决于下列诸因素:运行活动所需的控制措施的数量及其相互关系,对放射性物质必须处理到何种程度,系统和部件的可靠性及其维护、检查、试验和修理的可达性等。

⑤ 管理复杂性可由组织的规模、涉及职能的多少以及相关组织之间接口的繁杂交错等因素决定。

2.4.4 质量保证级别的选择

(1) 质量保证大纲活动内容的分组。

质保法规所确定的并在安全导则中进一步详述的质保要求,可以与核电厂质保总大纲的活动相联系,也可以与各分大纲的活动相联系。图 1.5-3 表明各质保分大纲的活动在设计、采购、制造、建造和运行等领域的分组情况,及其与总大纲的关系。

(2) 质量保证级别选择的依据。

在核电厂设计、采购、制造、建造、运行和管理领域,确定物项或服务质保级别的主要依据是,物项或服务在安全和运行上的重要性、活动(工艺、作业与操作等)的复杂性以及技术与实践方面的成熟性。表 1.5-3 是物项采购质保级别选择的实例。

表 1.5-3 核电厂物项采购质保级别选择实例

核电厂物项	相关领域	设计	制造	建造	管理
	质量保证级别				
反应堆压力容器		QA1	QA1	QA2	QA1
反应堆堆内构件		QA2	QA1	QA2	QA1
一回路管道		QA1	QA1	QA2	QA1
一回路管道支承件		QA2	QA2	—	QA2
一回路绝热层		QA3	QA3	QA3	QA3
应急堆芯冷却系统热交换器		QA1	QA1	—	QA1
应急堆芯冷却系统冷却水管道		QA2	QA2	QA3	QA2
应急堆芯冷却系统冷却水阀门		—	QA3	—	QA3
应急冷却塔		QA2	—	QA2	QA2
氢复合器		QA1	QA1	—	QA1
乏燃料格架		QA1~3	QA2	QA3	QA1~2
燃料厂房空气处理设备		QA1~2	QA2	QA2	QA1~2
应急柴油发电机		QA2	QA1	QA3	QA1
电气贯穿件		QA1~3	QA2	—	QA1~2
1E 级电气盘		QA2	QA3	—	QA2

注 1. 本表中推荐的质保级别是在物项采购合同条件下针对通常工业水平确定的。

2. 表中“—”表示不必另提质保要求,或是由专门承包商(不是该物项供应商)进行现场安装。

3. 表中给出两个或两个以上质保级别时,应根据物项的实际情况以及合同要求确定。例如,乏燃料格架设计的质保级别取 QA1~QA3,当采用经过证实的标准设计时,取质保 QA3 级;当开发一种新设计时,取 QA1 级。

总 大 纲				
大 纲 管 理				
通用	• 质量保证大纲概述	• 自我评价和独立评价	• 报告大纲状况和适用性及质量状况	
管理	• 组织结构	• 不符合项控制	• 记录	
活动	• 文件控制	• 纠正措施	• 人员培训与资格考核	
设 计	采 购	制 造	建 造	运 行
设计输入要求 设计过程计划和实施 设计验证 设计变更控制	计划 采购文件编制、审核和 变更控制 采购源地选择 评标和签订合同 买方进行的验证活动 不符合项控制 物项和服务的验收	制造过程的计划和变更 控制 文件控制 采购控制 物项标识控制 检查和试验控制 结果评价和报告 测量和试验设备控制 制造设备控制 装卸储存和运输 不符合项控制	计划 接收、储存和处理 测量和试验设备控制 变更控制 过程中检查和试验 最终检查和试验 检查和试验数据分析和评 价 不符合项控制	计划 文件控制 运行控制 维修控制 改进控制 材料控制 设备控制 检查和试验 标定控制 不符合项控制

图 1.5-3 质保大纲的结构与活动内容分组示例

2.4.5 质量保证要求等次的选择

在为每个活动领域选定了质量保证级别之后，接着要对各个领域的每个质量保证级别，确定每项质保要求的等次。

应制定选择质保要求等次和各项质保大纲活动有关要求的准则，以便对不同的物项或服务实施不同程度的控制、验证、检测和记录，同时仍能对满足规定的质量要求提供足够的置信度。

下面仅给出采购领域，在不同质量保证级别情况下，各项质保要求等次划分的实例。详见表 1.5-4。表中的质保要求等次分为 1 等、2 等、3 等和良好工业实践经验共 4 个等次。其中的 1 等对应于质保法规和有关安全导则或相应文件中所描述的全部要求，是最严格的质保要求。而采用良好的工业实践经验是最低的质保要求。2 等和 3 等是介于这两个等次之间。

表 1.5-4 采购领域对应于各质保级别的
质保要求等次划分实例

质 保 级 别		QA1	QA2	QA3
质 保 要 求		质 保 要 求 等 次		
人员培训和资格		1	2	3
采购计划		1	1	—
采购文件编制、审查和变更控制		1	2	3
采购文件内容		1	2	3
采购文件控制		1	1	—
采购源地选择		1	2	3
对以往工作的审评		1	2	—
对设施和人员的评价		1	2	—
对质量保证大纲的评价		1	2	3
评标和签订合同		1	2	—
买方对供方工作的评价	职责分工	1	2	3
	买卖双方的协调	1	2	3
	对供方文件的控制	1	2	—
	采购文件变更控制	1	2	—
买方验证活动	验证活动计划（程序）	1	2	—
	验证活动计划（职责分工）	1	—	—
	验证活动执行	1	2	—
	验证活动报告	1	1	—
不符合项审查和处理		1	2	3
纠正措施		1	2	—
物项和服务的验收		1	2	3

注 “—”表示采用良好工业实践经验。

2.4.6 适用质保要求的确定

对每个领域选定了合适的质量保证级别，并对每个级别的质保要求分出等次后，就要确定一套具体适用的质保要求。为此，对法规中的同一项质保要求，需要给出不同等次的具体内容，以体现贯彻质保要求的严格程度上的差异。这是质保分级方法中最具价值的实质性内容。

以下针对不符合项控制，给出不同等次的具体内容的实例。

(1) 1 等。

1) 鉴别和控制不符合项并进行评价。

2) 为受指派处理不符合物项和服务的人员确定职责和权限。

3) 由各有关职能部门代表包括质保人员对不符合项进行审评。

4) 记录每一个不符合项。

5) 应得到处理不符合项的各个责任部门的同意。

6) 在所有不符合物项上加标签，并且在可行时放置在隔离控制区。

7) 按照原来的要求或已批准的改进要求，确保返工和修理物项重新检查和试验。

8) 保存所有不符合项及处理、重新检查与试验结果的记录。

(2) 2 等。

1) 鉴别和控制不符合项并进行评价。

2) 与受指派处理不符合物项或服务的人员进行接触。

3) 记录每一个不符合项。

4) 在所有不符合物项上加标签。

5) 保存所有不符合项及处理的记录。

(3) 3 等。

1) 鉴别和控制不符合项并进行评价。

2) 与受指派处理不符合物项或服务的人员进行接触。

3) 在所有不符合物项上加标签。

4) 在接到处理通知后，将不符合物项送去处理。

2.4.7 适用质保要求的调整

对适用质保要求进行调整的目的，是为了使其与物项或

服务有关的特定因素相适应。需考虑的因素包括：与许可证有关的活动；经济与成本方面的考虑；已经执行的质保大纲的状况；一般工业用物项的采用；自动生产线制造的产品；对正规承包商的信任；个人或少数人提供的服务；下一层次的采购；减少辐射照射的考虑。

2.4.8 质保要求文件的编制

质保分级的最后一步是，把通过以上步骤确定的适用质保要求汇总合并，为所确定的物项或服务编制一份完整的最终质保要求文件，作为规定合同质保要求的依据。

3 管理要求

3.1 人员培训和资格考核

管理者的一个重要职责就是对所有从事影响质量的活动的人员进行相应的培训，确保他们在执行所承担的任务方面是合格的，可以达到并保持足够的业务熟练程度。当要求有较高的技术和专业技能，或在执行任务前有必要确认其胜任工作的能力时，则应对这些关键岗位和特殊工作制定具体的资格要求，进行资格考核，并根据相关要求和实际需要颁发资格证书。

3.1.1 人员培训

(1) 对人员培训的总体要求。

1) 工作人员必须经过培训并考核合格，使其胜任所承担的工作，并理解所从事的活动的安全后果。

2) 必须通过培训，向员工阐明单位关于质量和安全的总体目标及其与质量政策和质保大纲的直接关系，使各级管理、执行和验证评价人员认识其职务的重要性。

3) 培训必须强调正确完成工作的重要性，把注意力集中在“一开始就做好工作”的目标上，使员工充分认识不正确工作的后果与危害。

4) 培训必须为员工在各自专业领域中的发展和提高创造条件，而不仅仅局限于基本的知识、技能和业务熟练程度要求方面。

(2) 培训大纲的制定与实施。

1) 必须根据需要制定和实施书面的培训大纲，并按照不同人员所从事工作的安全重要性和技术复杂性等因素，对培训的类型和内容进行分档。

2) 培训大纲必须根据单位承担任务的总体需求和个人承担工作的具体需求，计划和安排培训科目与课程。

3) 培训大纲应规定有组织的系统化方法，通过实施计划完成培训目标。

4) 培训课程要由在该专业领域中有学识的能胜任的合格教员进行。

5) 培训包括基本原理和知识教育、上岗培训、必要与可能时的模拟机训练。

6) 培训大纲应通过定期和持续的审查以保持其有效性，发现需要改进、完善和提高的方面，应及时修订。

(3) 关键和特殊岗位人员的培训。

1) 关键和特殊岗位人员一般包括检查和试验人员、特种工艺（如焊接、热处理、无损探伤等）作业人员、独立评价和验证人员、设计与开发人员以及担负领导责任的管理人员等。

2) 关键和特殊岗位人员的培训除了进行一般的业务培训和上岗培训外，应特别关注以下方面：

① 对检查和试验人员应强调检查和试验的实践经验的积累，熟悉产品、检验检测设备和仪器、验收准则和工作程

序要求。

② 特种工艺作业人员必须熟悉产品、专用设备、质保大纲要求和程序以及工艺规程，必要时通过在模拟条件或试验件上的演练增强作业技能和实践经验。

③ 独立评价和验证人员应接受质保原理和评价方法的培训，具有有效观察、评价和报告的能力，人际交往技能和公正客观的品质。通过定期参与评价活动，学习规范、标准、程序和相关文件，参与研讨活动等，保持和提高业务能力与技术水平。

④ 设计与开发人员必须重视专业知识和技能的更新，加强继续教育，了解与其专业领域有关的技术、工艺、设备和材料的当前水平。

⑤ 管理人员的培训应包括业务、经营管理、沟通交流、协调和人际关系方面的技能。管理人员应具备进行相关程序培训和解释说明以及按反馈意见修订的能力。

3.1.2 资格考核

1) 所有负责对质量有影响的工作的人员，必须根据其特定任务所要求的学历、经验和业务熟练程度，进行资格考核。

2) 必须针对关键和特殊岗位人员制定具体的资格要求，形成书面程序。

3) 应根据法规要求和实际需要，对关键和特殊岗位人员颁发书面的资格证书。资格证书应注明有效期，经适当的时间间隔应重新评定或确认其资格。

3.2 不符合项控制和纠正措施

必须制定和实施关于不符合项控制和纠正措施的程序，识别、报告、审查和实体控制不符合要求的物项、服务或过程，确保有效的纠正措施得到实施，达到质量改进和提高绩效的目的。

3.2.1 不符合项控制

(1) 不符合项的分类与分级。

1) 按与采购要求符合性分类：

① 向买方报告的不符合项。凡是背离采购要求或买方所认可文件的不符合项及其推荐的处理方案，应提交买方认可。一般包括：违反技术或材料方面的要求；违反买方已认可的供方文件中的要求；沿用原订制造工艺或返工无法纠正的不符合项；虽然可恢复到能执行其安全功能的状态，但依然存在违背原要求的不符合项。

② 不需向买方报告的不符合项。没有违反采购合同中的要求，也没有违反法规、标准中的规定，仅违背了供方内控标准的不符合项，其报告和处理方案不需向买方报告，但应作为“竣工”资料提供给买方。

2) 按不符合项严重程度分级：不符合项分级与物项的安全级、质量保证等级没有必然的联系。不符合项按其安全性、可靠性的损害及经济损失程度等进行分级，可分为三级或四级。以下是三级的示例：

① 一般不符合项。涉及下列情况可定为一般不符合项：不影响物项的使用性能、精度和寿命，不影响核电厂的安全性和可利用率；经返工能达到原设计要求和验收标准；次要部件的少量超差，经设计代表及买方驻厂代表同意超差回用（即不经修改地接受）处理。

② 较大不符合项。涉及下列情况可定为较大不符合项：不能沿用原有技术规范、工艺方案，需要制定新的工艺方案、技术规范或验收准则来处理的；需要进行设计校核，设计要作较大修改或采取特殊的工艺补救措施

来处理的。

③ 重大不符合项。涉及下列情况可定为重大不符合项：已影响物项的使用性能、精度和寿命，给未来检修更换显著增加困难，从而使核电厂安全性和可利用率受到威胁的；需要经过科学的论证、试验和分析来处理的；需要买方同意以降低核电厂可利用率确保安全的。

(2) 不符合项的识别与报告。

1) 发现不满足规定要求的物项、服务或过程的人员以及观察到异常情况的人员，应及时把有关情况报告给管理者。

2) 用不符合项控制程序处理的情况和事件可包括：

① 实体特征超过规定限值，诸如尺寸和材料参数、安装差错以及物项和系统的性能缺陷。

② 偏离已批准的过程参数或程序。

③ 人员未履行工作、检查或试验的细则。

④ 文字资料包含了不正确或不完整的信息。

⑤ 具有执行安全有关任务职责的人员培训不充分。

⑥ 事故、误动作和失效。

3) 发现不符合项的途径包括：工作的进行；验收方面的检查和试验；监督，包括过程监控；采购；评价活动（例如监察）；核安全检查。

4) 不符合项的正规报告，应包括（但不限于）下述内容：

① 不符合项的报告者、发现时间和向谁报告。

② 不符合要求的物项、服务或过程，以及说明位置和防止其被无意地使用而对该物项、服务或过程进行实体标记、挂标签、隔离或其他控制所用的方法。

③ 不符合项的描述。

④ 说明为最大限度降低不符合项的不良后果，原报告者采取的即时行动，或已知其他人要采取的行动。

(3) 初始行动与控制

1) 一旦得知某个不符合项，管理者应迅速做到：

① 确保不符合项报告已经提出，核实细节，并签收。

② 为最大限度地减轻该不符合项的后果，促成即时的、必要的行动。

③ 确认不符合实体的标记与隔离情况。

④ 合理确定不符合项进一步使用方面的限制。

⑤ 为该不符合项安排一次更详细的审查。

⑥ 必要时，通知核安全管理部门和其他核电厂。

2) 应通过行政手段或实际行动，对不符合项要求物项或过程进行实际隔离，确保在采取了商定和批准的纠正措施以前不使用它。

(4) 不符合项审查

1) 应尽早审查不符合项，审查人员的选定应考虑下述各点：

① 不符合项的质保档次或分级。

② 是否需要不符合项的安全重要意义进行独立审查。

③ 设计单位或能接触到原设计信息的人员参与的需求。

④ 运行单位参与的需求。

⑤ 原供货方参与的需求。

⑥ 核安全管理部门参与的需求。

2) 审查应决定下述几点：

① 产生不符合项的原因，它们可能包括失效、误动作，不正确的材料、工具、设备、程序、信息、培训或人为差错。应利用根本原因分析技术。

② 不符合项的安全意义。

③ 为纠正不符合项应采取的纠正措施，同时还可能包括：寻找其他受害物项，再次检查和再次试验，对已有资料的修正，纠正措施履行情况的限制或要求。

3) 审查结果应按不符合项报告的内容给出明确意见，不出现遗漏和矛盾。

4) 审查期间，有关不符合项的性质和对后续工作或运行要施加的限制的补充信息，应能为有关单位调用。

3.2.2 纠正措施

(1) 不符合项的处置。

不符合项审查后的处置方式，通常有以下几种：

1) 不经修改地接受（照原样使用）。不要采取任何补救措施，仍不影响安全性、可靠性及原设计功能时，可定为不经修改的接受。但应按程序规定由供方提出处理意见，经设计或技术、质保部门审核，报买方批准。

2) 返工。通过完善化、调整、再加工、再装配或其他纠正措施，使不符合物项符合原规定要求的过程。返工后，应再次经质检部门检查。

3) 修理。修理是指不符合物项经过修补，恢复到某一种状态。虽然在这种状态下该物项仍可能不符合原来的技术规格书，但其执行安全性和可靠性功能的能力没有受损害。不符合物项的修理必须在严格控制下进行，处理方案应经过技术论证，由质保部门审核并报买方批准。

4) 报废（不按原目的使用）。凡属严重的质量缺陷，在经济上修理不合算，或即使经修理后，对其执行安全性和可靠性功能仍有损害，应作报废处理。报废后的物项应严格控制，防止误用、误装。

经过修理和返工的物项，必须重新检查和试验。当不符合项处理涉及检查和试验程序修改时，经修理和返工的物项应按新批准的检查或试验程序进行检查或试验。

(2) 纠正措施的制定与实施。

1) 针对不符合项的根本原因，防止其重复发生的纠正措施，应由责任部门提出并形成文件。为了保证所有必要的因素都得到考虑，应送交所有受影响的部门审查，并得到足够高级别的管理部门的最终审查和批准。对引起重大事件的缺陷或问题（如异常事件和重大的设备故障）应该由核电厂的独立安全委员会进行审查并确定纠正和预防措施。

2) 纠正措施可包括以下方面：设计、技术规格书、程序等的变更；强制执行程序、工作细则等的要求；修改当前的程序或发布新程序；撤出有缺陷设备去维护或检定；有关人员的再培训和资格再考核；改善质保大纲等。

3) 责任部门完成纠正措施的做法，通常有以下两种：

① 要求防止缺陷重复发生的纠正措施并不复杂：不需提前采购材料或设备，不需要预先制定实施计划和日程表。在这种情况下可以直接使用纠正措施表格来规定、控制和验证纠正措施。

② 要求的纠正措施比较复杂：完成纠正措施需要分步，例如编制详细的工作细则、提前采购材料与设备，并对实施纠正措施的人员进行培训和资格评定等。在这种情况下，通常应制定工作控制程序来形成详细的工作计划和日程安排，支持纠正措施的完成。

(3) 纠正措施的跟踪验证。

1) 必须指定不承担完成纠正措施责任的独立部门或人员（例如质保部门），跟踪纠正措施的实施情况，进行纠正措施充分性和有效性的验证。

2) 应给执行跟踪和独立验证的部门和人员充分授权,以便顺利执行其职能。

3.3 文件控制和记录

3.3.1 文件控制和记录的分级管理

文件控制和记录根据其相对核安全的相对重要性,在应用具体质保要求的分级管理上可包含以下方面:

- 1) 对文件和记录编制实施控制的需求。
- 2) 使文件和记录生效的需求和程度。
- 3) 审查的程度和涉及的人员。
- 4) 批准的级别。
- 5) 分发名册的需求。
- 6) 可用临时文件补充的文件类型。
- 7) 作废文件归档的需求。
- 8) 文件记录分类、登记、索引、检索和储存的需求。
- 9) 记录的保存期。
- 10) 记录处置的职责。
- 11) 储存媒体的类型。

3.3.2 文件控制

核电厂营运单位和承包商必须建立和实施文件控制系统,对工作的管理、执行和验证所需的文件的编制、审核、批准、发布、分发、修改、确认(必要时)进行控制。

(1) 文件的编制、审查和批准。

1) 文件的类型一般包括:质量保证大纲概述及管理程序;安全要求;设计、制造、建造、调试、维修与运行程序;检查和试验大纲、检查细则、检查和试验报告;图纸与技术文件、计算书、技术规格书、数据库和计算机软件;采购单和相关文件;卖方提供的文件和工作细则等。

2) 应明确文件编制、审查和批准的部门和人员的职责与权限。

3) 文件的编制应做到:

① 有明确的状态标识,表明文件处于编制待批准状态、认可状态或可执行状态。

② 建立统一的文件编码系统,每一份文件标识码必须是唯一的并能清楚识别文件的类别。

③ 软件文件的标识系统也应建立。

④ 对文件版本加以控制并使用最新文件清单控制文件版本现状。

⑤ 建立文件编制的标准格式(编写内容规定及书写格式要求)。

4) 文件发布前应审查文件的充分性和必要性。文件审查的基本要求是:

① 审查单位和人员有权查阅文件编写的依据。

② 审查单位或人员必须对他们审查的专题是胜任的。

③ 审查人员应填写审查记录(记录应包括审查结果、审查者、日期及编写者的答复)。编写人员应对审查意见做出明确答复。

④ 审查应注意下列方面:文件是否充分覆盖了活动的范围与要求,与已发布的规定、准则、法规是否相符,是否与活动的安全重要性相符。

5) 文件批准的基本要求包括:

① 文件进入执行状态前必须得到批准。

② 必须用书面文件确定各类文件的批准部门和人员。

③ 文件除得到本单位授权人员批准之外,与建设许可证有关的文件还应提交有关当局批准;承包商的质保体系文件和重要技术文件还应提交买方批准(认可)。

(2) 文件的发布和分发。

1) 必须建立文件发布和分发系统,按最新文件分发清单来分发文件,使参与各项活动的组织或人员得到、了解和使用完成该项活动所需的正确、合适的文件。

2) 文件可以分为“受控分发文件”和“非受控分发文件”。非受控分发文件不能用于指导作业或活动,它主要用于传递信息。

3) 要分发新版本的受控文件时应应对以前颁发的旧版文件加以控制,一般应收回予以销毁。如果希望保留旧版文件,则必须加盖“作废”章,以防误用。

4) 参与活动的组织或人员必须使用经过批准的文件。文件分发系统必须保证,当文件发生变更时,所有受影响的组织或人员能及时得到更换。

5) 如果文件储存在计算机中,必须加锁或加密,只有指定人员或文件编制人员可以修改。同时应保存一份签署完整的原稿,作为电子文件的后备。

6) 为了防止误用不合适的文件,保证在用文件处于受控状态,分发人员应使用书面的文件分发登记系统来控制文件的分发状态。

(3) 文件的变更。

1) 必须按书面程序要求控制文件变更。文件修改必须同原文件一样,受到同等的审查和批准。

2) 审查和批准部门或人员有权查阅作为审查、批准依据的有关背景材料,并且审查和批准人员必须对原文件的意图有足够的了解。变更文件的审查、批准应由原文件审查、批准的同一部门进行,或由其他指定的胜任的部门或人员进行审查、批准。

3) 文件的修改可能影响到其他文件时,受影响的文件也应作相应修改。

4) 可行时,文件修改处用边线或其他方法(如修改页)显示。

5) 必须把文件的修订和实际情况迅速通知所有有关的单位和人员,以防止使用过期的或不合适的文件。

6) 当文件暂停使用或注销时应从使用处撤出,并通知受控文件持有者以防误用。暂停和注销通知应明确注明理由和文件的编码、名称、暂停使用的期限。

(4) 外来文件的管理。

1) 应建立和维持外来文件登录系统,以记录和控制外部产生的文件。外来文件编写、审查、批准、分发、更改由文件产生单位控制。

2) 外来文件登录系统至少应登记文件的接收日期、编码、标题、发布日期、状态和寄送人员。应对外来文件进行评价,以保证在接收和使用前确认其适用性。

3.3.3 记录管理

(1) 记录管理的总体要求。

1) 核电厂营运单位必须建立并履行相应的记录制度。记录制度应确保:按适用规范、标准和技术规格书的要求,规定、编制、证实和保存记录。记录应涵盖选址、设计、建造、调试、运行和退役等各个阶段和各个方面。这些记录应包括:检查、试验、审查、评定、工作执行情况监控和材料分析的结果;试验材料和试件;电厂运行日志和相关数据资料,诸如培训、资格考核和其他相应数据资料。

2) 应明确规定保持记录制度正常运转的职责,并形成文件。

3) 记录制度应确保相关记录能做到:经过分类;即收即登;便于检索;有索引并放在记录设施卷宗内的恰当位

置,并明确标明保留时间;储存在受控的环境中;得到纠正或补充以反映电厂实际状态。

(2) 记录的分类。

1) 应按照记录对安全的重要性,把它们分成永久性的或非永久性的记录。

2) 符合下列一个或几个情况的记录,可认为是永久性的记录:

- ① 记载安装所用的已验收物项制造完成时的情况。
 - ② 记载安装竣工情况。
 - ③ 提供核设施已按设计意图完成试验和调试的证据。
 - ④ 提供在役检查所需的基准数据。
 - ⑤ 表明安全运行的能力。
 - ⑥ 表明职能人员胜任所从事的工作。
 - ⑦ 表明电厂始终按设计要求和批准的细则运行、试验和检查。
 - ⑧ 表明电厂按设计要求以及已批准的维护大纲的细则进行维护的情况。
 - ⑨ 确认用电厂绩效史进行的设计可靠性评定。
 - ⑩ 表明对法令和核安全管理要求的遵循。
 - ⑪ 提供有关物项维护、返工、返修、更换或改造的信息。
 - ⑫ 表明原安装件或更换件质量符合规定要求。
 - ⑬ 提供有关退役的信息。
 - ⑭ 记载事故、误动作或不符合性的调研情况。
- 3) 其他诸如质保大纲、程序和评定报告类记录,一般为非永久性记录。

(3) 记录管理制度。

1) 记录的管理包括记录的收集、编索、分发、标识、归档、储存、维护和处置等。

2) 在设计技术条件、采购文件、合同、试验程序、运行程序、安装程序或其他文件中均应规定所需的记录,这些记录由营运单位或合同单位产生。对于合同单位产生的记录,营运单位必须通过合同确定哪些需要提交,哪些应由合同单位为其保存。记录只有在注明日期并经授权人员签字、盖章或以其他方式确认后方能生效。

3) 记录可以是原件,也可以是复制件。记录必须字迹清楚,内容完整并按规定要求标识。记录必须与相关物项对应。所有记录必须用合适的材料制成,以防在要求的保存期内损坏。

4) 记录必须编入索引,索引编写方法必须在签收记录之前完成。为提供足够的信息,以识别和检索物项及其记录,该索引至少应标出:记录的名称及有关的物项或活动;产生记录的单位或人员;记录的保存时间;记录在储存区存放的位置;记录的标识和版本。

5) 记录的接收控制,应确保记录完整、清楚并且是适于储存的形式。为保证在要求的时间得到记录,管理者应规定记录的接收计划。

6) 记录必须按书面程序分发。为保证分发受控,可采用分发表等方式。

7) 应保证记录的检索和可查阅性。记录在保存期内,都应是可查阅的。考虑到应急工况,可能要求在厂外储存和查阅有关记录。应对记录保管场所实行出入控制。

8) 营运单位和其他参与单位必须制定和实施记录储存程序,使所有记录从签收到处理都受到很好的储存、保管和保卫。程序至少包括下列方面:

① 对储存区的说明。

② 所使用的归档制度的说明。

③ 验证记录签收与传递单据一致并验证记录处于良好状态的方法。

④ 验证记录与索引相符合的方法。

⑤ 查阅和管理档案的规则。

⑥ 对从储存设施取出的记录保持控制和承担责任的方法。

⑦ 修正或增补资料的归档以及被更换的记录注销或处理的方法。

⑧ 装订成册、装盒装袋、入柜上架等防止零散丢失和方便查找的方法。

⑨ 防止记录变质、损坏的方法。

9) 必须制定和实施控制记录移交和处理的程序,确定相关责任人。

① 对于不受营运单位直接控制的场所积累的记录的查阅,应事先商定。

② 移交记录时,营运单位或由其指定的人员必须按书面程序规定清点所积累的记录并签收和整理这些记录。

③ 定为非永久性的记录其保存期不得少于营运单位规定的最短期限。超过保存期后,这些记录可由营运单位处理,或经营运单位同意后由保存单位代为处理。

4 质量保证体系实施的评价

4.1 评价目的

对核电厂负有全面责任的单位(营运单位)以及参与核电厂各阶段工作的单位,必须确保适用于他们所负责的那部分工作的质量保证体系的有效运转,满足规定要求和持续改进。因此,在质量保证体系履行的所有阶段,必须审查和评价质量保证体系的有效性。评价所得到的信息,应用来实现工作绩效的持续改进。

4.2 评价分类

质量保证体系实施情况的评价分为管理者自我评价和独立评价两大类。

(1) 管理者自我评价。

1) 最高管理层的自我评价。确定全面工作实施是否有效,重点是满足总体目标,包括安全目标。

2) 部门负责人和基层管理者的自我评价。更多地依赖于对工作执行情况的监督和审查。这包括(但不限于)对物项、服务和过程的监视与测量、对各类文件的审查和确认、对程序和记录的审查、对设施的定期巡视、对独立评价的响应等。

(2) 独立评价。

通常由组织内部一个独立部门进行,或指定的外部机构进行,为组织的最高管理层并以其名义实施独立评价。独立评价包括:内部监察、外部监察、监督、同行专家评价、技术审查等。

4.3 评价实施要点

4.3.1 对评价活动的一般要求

(1) 评价活动的有关说明。

对于评价活动中的核对、检查、试验、监督和监察等而言,其中的核对、检查、试验等类型的评价活动通常是客观的,可以按照书面准则验证评价的结果。监督和监察等类型的评价活动,同样可以对照标准和(或)规定的要求,进行

客观的评价。

关于同行专家评价一类的评价活动,例如基于和良好实践的对比以及对照专家意见作出判断等评价活动,是比较主观的。此类评价活动的建议行动被采纳之前,应经过高层管理者的评审。

(2) 评价计划。

应制定评价活动的计划,从选择评价领域、活动和要求开始,包括确定评价主题和先后次序,均应使其对核电厂正常活动的影响最小。评价计划应经管理部门同意。

(3) 评价的实施。

评价应按计划进行,并考虑实际情况的变化。评价应集中考察实际进行的活动,应观察操作步骤,检查工作情况,在怀疑有问题时进行更详细的调查。在评价期间无法进行的活动,应决定是否在以后另行安排。

在评价中应检查有关设备、人员资格考核和培训的信息,必要时应询问与具体问题有关的人员,并核对与程序的符合性和程序的恰当性。

针对评价过程发现的缺陷,应观察其他类似活动,以确定问题的实质和范围。当遇到潜在的不符合时,应与责任人员讨论并进行核对。评价发现的需立即关注的情况应及时报告管理部门。

(4) 评价结果。

评价人员应分析可能的不符合情况,对发现问题进行讨论并予以描述。评价人员还应强调好的业绩和确定需改进的领域。

(5) 评价报告。

应清楚和及时地报告评价结果。报告应包括:发现问题清单;接触的人员名单和审查的程序清单;评价方法的描述;评价计划,指明评价领域和重点方面及其理由;满意或不满意的简要描述;改进时机。

(6) 后续行动。

被评价单位应审查和调查发现问题,编制和实施纠正措施并在给定时间内书面答复。管理部门与评价队领导应讨论纠正措施和时间安排。

被评价单位应审查和报告纠正措施进展情况。评价部门应验证纠正措施执行情况,并在纠正措施完成后,对发现问题予以关闭。

4.3.2 具体评价工作的实施要点

(1) 管理者自我评价实施要点。

1) 自我评价采用的准则。

① 领导才能。管理人员的素质;形成和支持持续改进;建立目标值和期望;制定激励制度;单位对公众的责任等。

② 信息和分析。为支持良好业绩使用的信息和数据的管理和有效性。

③ 制定战略计划。制定战略目标,确定关键计划要求;将计划要求向实际工作转化。

④ 人力资源开发和管理。开发并利用员工的潜力,以配合单位的工作目标;建立和维持良好业绩;以及创造有助于全员参与和持续发展的环境。

⑤ 过程管理。重点是策划、管理和改进关键过程以达到更高的业绩。

⑥ 测量结果。关键领域的安全和质量、生产能力、运行有效性的改进和业绩指标。

⑦ 外部关注焦点。进取精神与协调能力,关键过程的质量水平及趋势;服务可用性和对变更要求的响应。

2) 自我评价的输入信息。

自我评价输入信息包括:安全结果/趋势和业绩指标;质保大纲的恰当性;管理程序/工作细则的有效性;单位的问题;管理要求、法规要求及其变更的影响;总的业绩,包括安全、可靠性和经费考虑;组织的使命、方针和核安全目标;经验反馈。

3) 自我评价的输出。

管理部门自我评价应产生在核安全方面改进的效果,成为质量改进的一部分。

(2) 内部监察实施要点。

评价部门应建立内部监察制度并经单位管理部门同意。

独立评价部门进行内部监察,是为了确定:活动及有关结果是否符合质保法规的基本要求,已制定的质量保证大纲是否恰当并有效执行和达到核安全目标。

进行内部监察不应将确定是否符合要求作为唯一目的,而应评价纠正措施的需要,强调寻找改进机会,提高安全标准。

内部监察应不断进行,但在质量保证大纲或有关过程发生重大变化,或性能和核安全性下降时应及时进行内部监察。

(3) 外部监察实施要点。

评价部门应组织对供方的外部监察,其时间安排应经管理部门同意。监察频率由各种因素(如物项重要性和供方的表现)来确定。

当发生下列情况时应进行外部监察:在合同签订前或采购订单发放前,有必要确定供方的能力和供方质量保证大纲的适宜性;合同签订后,有必要确定供方是否合适地执行质量保证大纲、适用的规范和标准以及其他合同文件中规定的职能;供方的质量保证大纲发生重大变更时,如组织机构重大变更或程序重大修订;怀疑因质量保证大纲的要求或执行方面的缺陷已危及物项或服务的质量时。

(4) 监督工作实施要点。

与监察相比,监督比较灵活,能在准备时间相对短的期限内进行。通常应事先通知。一般对下述情况进行监督:为某一特定工作领域提供资料和数据;为某个独立活动提供资料和数据;提供结果的即时反馈;跟踪以前评价意见和结论的实施情况。

针对一定时期内经常发生的活动或确定质量趋势时,需要进行多次监督调查。

必须指出,在全面评价质量保证大纲总的有效性时,单独进行监督是不充分的。

(5) 同行评价实施要点。

同行评价是一个或多个其他单位的高级工作人员对特定专题的严格审查。评价队应由评价领域内的专家组成。

同行评价期间应对工作进行观察,根据所用方法做出判断和得出结论。观察到的问题和良好实践的书面报告应提交管理部门。管理部门应制定行动计划,以便实施改进和保证良好实践信息在单位内的有效沟通。高层管理部门应针对被评价的领域和专题,制定相应的标准或准则以及目标责任制。

(6) 技术审查实施要点。

高层管理部门可安排对各种活动和过程的技术审查。可以采用不同的方法,如检查和试验以及应急训练和实践等。

高层管理部门应明确规定每一项技术审查的范围、预期的目标、时间安排以实施部门和人员。承担技术审查责任的人员应被证明在其审查的工作领域内是合格的和能胜任的。

5 核电厂各阶段的质量保证

5.1 核电厂各阶段质量保证综述

在本章的前 4 节已经分别阐述了质量保证体系的管理职

能和评价职能。本节将从执行职能的角度,重点阐述核电厂各阶段工作执行过程中的质量保证。

核电厂的寿期可以划分为选址、设计、建造、调试、运行和退役六个阶段。在每个阶段,几乎都会涉及采购过程以及物项制造过程。因此,本节从物项和服务的采购、物项制造、选址、设计、建造、调试、运行和退役8个方面,说明核电厂各阶段工作执行过程的质量保证。

5.2 物项和服务采购的质量保证

5.2.1 物项和服务采购过程

采购过程包含许多重要的环节与活动,例如编制采购要求、评价潜在供方、评标与签约、评价供方绩效以及物项和服务的验收等。图1.5-4给出了物项和服务采购过程的典型流程示意。

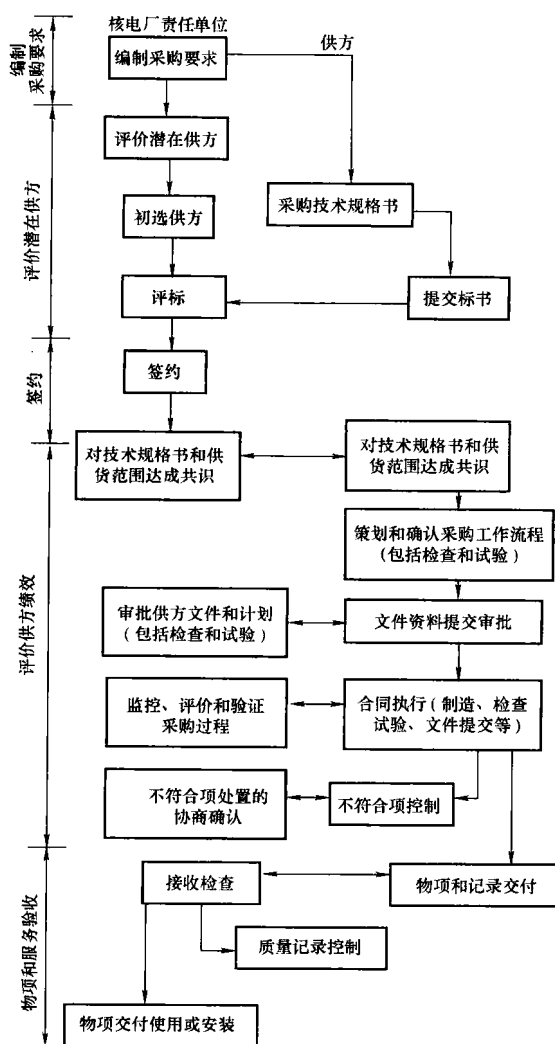


图 1.5-4 物项和服务采购过程典型流程示意

在采购活动开始之前,必须制定采购计划,确保下列采购活动的相互衔接和完整性:

- 1) 采购文件的编制、审查、分发和变更的管理。
- 2) 选择供方。
- 3) 评标和签订合同。
- 4) 买方对供方业绩的评价。
- 5) 由买方进行的验证活动(监督、检查或监察)。
- 6) 不符合项的管理和纠正措施。
- 7) 物项或服务的验收管理。

8) 质量保证记录的管理。

9) 采购的质保监察或相关评价活动。

5.2.2 采购要求的编制

(1) 采购要求编制总则。

物项和服务的采购文件必须确定适用的国家核安全管理要求、设计基准、标准、技术规格书以及为保证技术适宜性所必需的其他要求。

采购的责任单位必须组织编制明确适用的物项或服务技术规格书。

(2) 采购要求文件的内容。

采购文件应根据需要包括下列方面,同时明确有关责任:

1) 工作范围:应提出由供方承担的工作,包括和其他工作接口的全面描述。

2) 技术要求:技术要求应通过引用技术文件,如法规、技术规格书、管理要求、标准、设计基准、图纸、程序来规定,责任单位可以要求供方人员具有规定的资格以满足特定工作的技术要求。

3) 检查和试验要求:应对产品的检查和试验做出规定,责任单位对供方规定试验要求不降低供方为保证物项质量制定必要的试验要求的责任,责任单位根据物项使用目的,可规定附加试验。检查和试验要求还需明确规定物项和服务的验收准则,责任单位可以在生产的具体阶段设置停工待检点和见证点。

4) 进入供方设施的权利。

5) 确定质量保证标准:必须清楚明确地说明要采用的质量保证标准。

6) 文件要求:必须在采购文件上清楚地标明责任单位要求供方提交给责任单位批准或审查的文件。

7) 记录要求:明确供方应提交的记录(包括材料试样),并明确供方在物项保管期间维护保管记录的责任。

8) 文件和记录提交时间。

9) 报告不符合:供方有关不符合的控制措施以及处理不符合采购要求的责任。

10) 分供方控制:除非责任单位做出规定,供方应对分供方进行控制和质量保证监督。

11) 责任单位供应的物项和服务:责任单位提供的物项的储存、检查和维护的要求。

(3) 采购文件的审查、批准和变更。

1) 在责任单位内应规定采购文件的审查和批准的责任;

2) 采购文件的变更应受到与原文件相同水平的控制,并应将经批准的变更通知供方或预期的供方。

5.2.3 供方的评价与选择

(1) 选择依据。

选择供方应以其按采购文件的要求提供物项或服务的能力的评价为依据。

(2) 选择方法。

责任单位应按已规定的准则去评价和选择供方。应明确规定对供方能力进行评价的责任。评价预期供方拟使用的方法及评价结果应形成文件,包括:

1) 评价预期供方提供的产品在实际使用中性能满意的历史情况。

2) 评价预期供方的质量保证大纲,在评价时可考虑与工作范围有关的第三方认证结果。

3) 通过评价预期供方的设施、人员及质量保证大纲执行情况来评定其能力。

4) 客观评价预期供方的成文的定性或定量信息所支持的现有质量保证记录。

5) 利用抽查新近的产品来评价预期供方能力。

5.2.4 对供方绩效的评价

(1) 责任单位和供方之间的协调。

责任单位应监督、评价和验证供方对采购要求的履行情况,包括:

- 1) 建立双方对技术条件和采购文件意图的一致理解。
- 2) 要求供方确定在履行采购要求时拟采用的策划技术和工艺方法。
- 3) 审查在履行采购要求的活动中产生或处理的文件。
- 4) 协调责任单位与供方之间的经验反馈。
- 5) 确定并处理各种信息变更。
- 6) 制定责任单位与供方间交换成文的信息的方法。

(2) 文件的提交、审查和批准。

对要求提交给责任单位批准的文件,应由供方合适的人员对照采购文件的要求进行审查,然后再交给责任单位授权的代表批准或提意见,最后返回给供方实施。

(3) 源地检查和试验。

应按采购文件要求进行源地检查和试验,这些活动不应解除供方对提供可接受物项或服务责任;当在分供方工厂进行源地检查和试验时,供方仍保持控制分供方活动的责任。

(4) 报告检查和试验活动。

为便于产品交付,应将同意的检查和试验结果报告责任单位。

(5) 不符合控制。

采购过程发现的不符合应按采购文件的规定和要求以及双方确认的管理程序进行处理。由责任单位鉴别的不符合应立即通报供方,经供方的不符合控制体系处理。

5.2.5 物项和服务的验收

(1) 物项的收货检查。

收到物项时应立即检查物项和相关文件,以便验证物项满足规定要求。所要求的收货检查水平取决于物项的复杂性、其安全重要性、已进行的源地验证的程度和供方先前的工作表现。收货检查发现的不符合物项应按采购文件的规定和要求以及双方确认的管理程序进行控制。

(2) 物项的交付。

在全部检查工作圆满结束,并且所有规定的文件资料(例如材料证书等)都已接收和核查之前,不得将物项交付核电厂使用或安装。

(3) 物项安装后试验。

当某个物项在其安装后试验之前不能满意地对其进行验证时,应将此项试验要求包括在采购文件中。在将该物项提交责任单位验收前,供方应完成该项安装后试验验证工作。

(4) 服务的验收。

服务的验收准则应在采购文件中规定,并对服务工作进行监控。应通过验收检查和试验的记录,评定和监控供方服务的绩效。

5.3 物项制造的质量保证

5.3.1 物项制造质量保证的总体要求

(1) 核电厂营运单位和重要承包商必须确保,用采购文件明确要求参与制造核电厂安全重要物项的单位建立和实施质量保证体系。

(2) 制造单位实施质量保证要求的程度应与所制造物项

在安全上的重要性相适应。

(3) 对影响所制造物项质量的各种活动,应编制程序和工作细则。这些活动包括制造工艺过程及其控制、检查和试验、标识、装卸、储存、包装、防腐以及交付等。

(4) 基于每种物项、服务或过程对核安全的相对重要性,在实施具体质保要求方面,必须对下列制造活动使用分级的方式进行管理和控制:

- 1) 特殊制造工艺的评定以及执行该工艺的人员的资格考核。
- 2) 程序的范围和详细程度以及对它们审查的程度。
- 3) 检查和试验计划的需求和详细程度。
- 4) 过程中的控制措施,见证点、停工待检点和抽样点的设置程度。
- 5) 材料可追溯性的要求。
- 6) 记录和归档保存的样品。

5.3.2 制造过程控制和质量计划

(1) 制造过程控制。

1) 在制造活动开始之前,必须按需要的程度,用诸如技术规格书、图纸、文件等,对待制造的物项进行全面和充分的界定。

2) 制造活动的质保体系(质保大纲)应规定对待制造物项采购文件的审查,以确定适用的法规、技术标准和其他要求,并根据需要将其包含在相应的制造图纸、技术条件、检查和试验计划以及程序和作业指导书中。

3) 制造单位必须知晓责任单位和国家核安全管理部门对制造中的抽查点、停工待检点和见证点的要求、并将其体现在质量计划(或检查和试验计划)中。

4) 制造单位应明确规定其在物项制造中承担的采购、策划、制造及制造控制等职能,以及这些职能与责任单位和主设计单位的职能之间的关系。

5) 在制造活动的初始策划阶段,应考虑以下因素:

- ① 理解物项设计的制造内涵。
- ② 估计资源要求。
- ③ 关键路径上及交货期长的物项采购。
- ④ 要完成的制造工作量,诸如成形、热处理、部分机加工或装配组件等。
- ⑤ 为满足要求和达到产品质量所必需的清洁条件和其他环境控制措施,这些控制措施可能包括无尘或惰性气氛、湿度控制、温度控制和水化学成分控制。

⑥ 设备组装。

⑦ 装卸、储存、包装和交付要求。

⑧ 在制造、检查和试验中新技术的采用。

⑨ 设计单位和国家核安全部门规定的检查和试验,以及制造单位为控制物项质量和确保制造工艺过程得以遵守认为必需的检查 and 试验。

⑩ 对任何新的制造工艺进行开发、鉴定和控制的需要。

⑪ 复杂的或敏感的,或者需要增设设备、特殊设备或特殊培训的工艺(核燃料组件制造的工艺过程应进行特殊考虑和策划)。

6) 工艺过程的确定和控制,尤其是特殊工艺过程的控制。

7) 在有要求时,制造单位应建立和保持清洁条件,以防止外来物的进入和采用不相容的材料。

8) 制定和实施在制造期间使用的工艺、检查和试验程序,以确保符合有关要求。必要时,这些程序可能需要事先得到责任单位的批准。

9) 应在与工作进度相适应的最初阶段, 根据物项制造的需要制定质量计划。

(2) 特殊工艺过程控制。

1) 当所达到的质量取决于所使用的工艺过程, 且不能(或难以)通过对成品的检查来验证时, 这类工艺过程称为特殊工艺过程, 例如焊接、热处理、无损探伤、电气端接(卡接、绕接)、电气绝缘的浸渍等。

2) 特殊工艺过程的质量和符合要求的可信度主要取决于:

- ① 工艺过程的可信度。
- ② 操作人员的技术水平。
- ③ 工艺过程产生的相关证据。

3) 必须根据相关的规范、标准、技术规格书、准则的要求或其他特殊要求, 制定控制措施并形成文件, 以保证特殊工艺过程由合格的人员、按照认可的工艺文件和程序、使用合格的设备、按照现有标准来完成。

4) 对现有规范、标准、技术规格书和准则等尚未包括的工艺, 或质量要求超出现有标准时, 必须对人员资格、工艺文件和程序、设备鉴定要求另行作出规定。

(3) 质量计划 (检查和试验计划)

1) 一般要求。

① 质量计划应在相应工作开始的最初阶段完成编制工作。

② 质量计划在其执行之前是产品制造的工作计划, 也可作为该计划所涉及产品的检查大纲; 在执行过程中是产品制造的跟踪文件; 质量计划在完成之后, 连同相关资料作为质量保证记录保存, 是产品制造的完工报告的组成部分。

③ 质量计划一般由制造单位的技术部门编制, 质量部门参与审查, 经责任部门领导批准后发布实施。质量计划一般应提交产品采购方审查, 对安全有重大影响的产品的质量计划必要时还应提交国家核安全监管部门审查。

2) 质量计划的内容。

质量计划应以流程图或工序排列表的形式, 明确规定部件或产品制造和验收中, 要执行的所有工艺、程序、工作细

则、试验和检查的方法与内容, 以及需要提供哪些客观证据。在质量计划中还要注明制造厂、买方、国家核安全部门选定的停工待检点。在停工待检点上, 未经设点部门代表的签字确认, 已采取了所要求的行动并产生和接受文件证明之前, 不得进行超越停工待检点的工作。质量计划还应指明必须事先通知的见证点。

质量计划主要包括以下内容:

① 总体信息, 诸如设施名称、物项或系统标识号、采购文件编号、参考文件编号和状态、附带的程序和图纸等。

② 按生产流程列出所有检查和试验活动的有序明细表, 应确定待检查和试验的所有物项和服务, 并在计划中注明。

③ 每项操作、检查或试验应遵循的程序、工作细则、技术规格书或标准。

④ 验收准则。

⑤ 确定从事检查和试验的单位或人员 (制造厂、买方、独立检查机构或其他单位), 以及对已圆满完成的每个检查和试验进行记录的规定。

⑥ 停工待检点的确定, 在未得到指定人员或单位有记录的批准以前, 不应进行停工待检点以后的工作。

⑦ 有关独立检查和试验, 或在停工待检点独立见证的要求。

⑧ 每项检查或试验要编制的记录的类型。

⑨ 涉及多个物项或重复操作时, 要检查或试验的物项和服务的数量 (抽样规定)。

⑩ 有最终验收权的人员或单位。

3) 质量计划的格式。质量计划的格式一般有下列两种:

① 表明生产制造周期中的检查活动及检查点的流程图。

图 1.5-5 给出了放射性废物储存罐制造质量计划示例。

② 按加工制造工序, 规定制造、检查和试验活动及其质量记录要求并注明阶段验收规定的进度安排表。表 1.5-5 给出了工序或项目进度安排表形式的质量计划示例, 列出了此类质量计划的主要内容。

表 1.5-5 工序或项目质量计划 (进度安排表) 示例

文件有效性标识栏 (文件的状态修订及审批情况)				物项质量计划 对应的工序或项目标识说明栏			物项涉及的核电厂 采购方及相关责任部门标识说明栏			
序号	作业 内容	依据 文件	实施 部门	检查点的设置			记录 要求	进度 要求	验证 要求	备注
				承制方	采购方	核安全部门				
符号说明							责任人和验证人签署			

5.3.3 物项的标识和控制

(1) 制造单位必须建立和实施材料、零件和部件的标识制度。必须在整个制造过程中, 确保标识的有效管理和控制。

(2) 必须尽最大可能使用实体标识。在实际不可行时, 应采用实体分隔、程序控制或其他适用的方法进行标识, 以防止使用不正确的或有缺陷的材料、零件和部件。

(3) 标记的使用必须清楚明确, 不易损坏, 不影响物项性能, 不被表面处理或涂层所遮盖。制造过程影响到实体标记时应进行移植。当把物项分成几部分时, 每一部分都必须保持原标识。

(4) 在规定有可追溯性要求的场合, 制造单位应制定并执行书面程序, 对每个或每批物项做出唯一性标识, 如序号、日期、炉号、批次、件号等, 并对这些标识加以记录。记录中还应列明作业过程的条件、验证状态、操作者和验证者。

(5) 等待最终组装的零部件等物项在储存期间, 必须注意保持标识。

(6) 随储存时间增长而劣化的材料和物项, 必须作出标记, 注明其可使用寿命。

5.3.4 制造装备的控制

(1) 物项的制造装备包括:

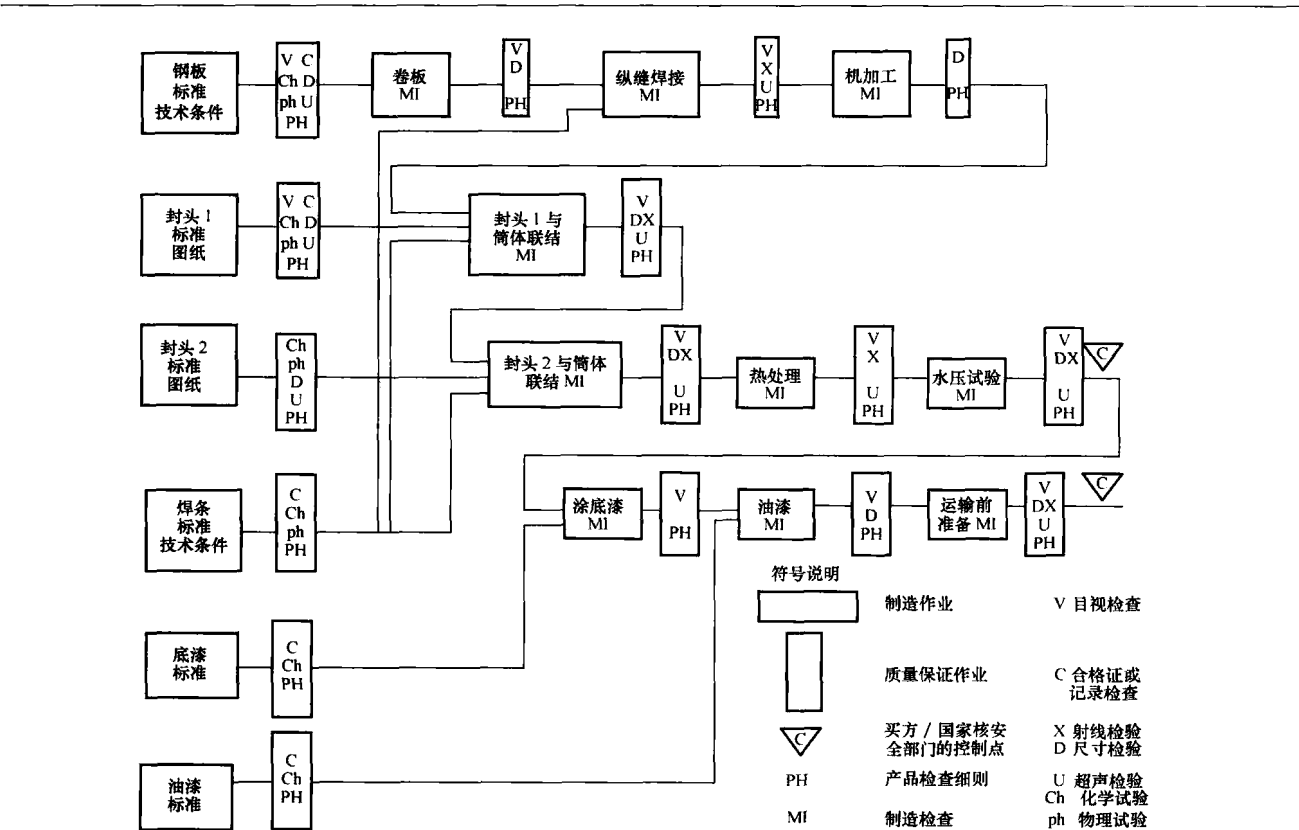


图 1.5-5 放射性废物储罐制造质量计划

- 1) 加工制造工艺设备, 例如各种机床、焊机、炉窑等;
 - 2) 对控制加工制造工艺有辅助作用的专用设备, 例如工具、模具、夹具、专用检验量规、计算机及其软件等;
 - 3) 测量和试验设备, 例如各种量具和测试仪器仪表等。
- (2) 制造装备控制的一般要求。

1) 物项制造单位应制定和实施制造装备管理程序, 以保证制造装备的状态与所要求的产品质量相适应。

2) 应按程序规定对制造装备进行定期维修和保养,其频度和程度应能保证制造装备的工作性能维持在规定的限值范围之内。

3) 制造过程中使用的专用辅助设备,应在使用之前按要求进行鉴定和确认,并对使用人员进行操作培训。

(3) 测量和试验设备的检定与校准。

1) 制造单位应制定和实施测量和试验设备管理程序, 对用于确定产品是否符合验收准则的所有测量和试验设备的选择、使用及其检定/校准进行控制。

2) 管理程序必须明确规定测量和试验设备的检定/校准要求和频度。检定/校准工作及其管理必须以法规和公认的标准为依据,并与规定的准确度限值相符。没有相应的公认标准时,必须把检定/校准的依据形成文件,并经有关部门批准。

3) 测量和试验活动必须使用检定/校准合格, 且具有合适的型号、量程、准确度和精度的测试设备。当发现所使用的测量和试验设备不符合要求时, 应对以往测量结果的有效性进行评价和记录, 并重新评定已试验物项的验收工作。

4) 已检定/校准合格的测量和试验设备应予标识, 并有可追溯性的记录备查。

5.3.5 物项的装卸、储存、包装、防护和交付

核电厂安全重要物项的采购责任单位必须通过合同与采购要求文件的规定,确保制造商制定和有效实施控制物项装

卸、储存、包装、防护和交付的程序。

(1) 装卸。

1) 在收货、制造、组装和运输期间必须按程序规定使用防止物项损伤或变质的装卸方法。

2) 由于重量、尺寸、清洁度、极端温度条件或其他环境等原因需采取特殊防护措施时, 必须制定和实施详细的装卸程序。燃料组件的装卸必须进行特殊的考虑和安排。

3) 因装卸操作易导致损伤的物项, 必须使用恰当的保护装置(如板箱、容器等)以及合适的装卸设备(如吊车、机械手等)和运输工具, 操作人员必须是有经验的或培训合格人员。

4) 对装卸设备应进行周期性检查和试验, 以保证其处于完好状态。

5) 装卸程序的制定必须考虑供方说明书中的指示。

(2) 储存。

1) 必须根据需要编写用于整个制造过程中控制物项储存的程序, 以确保按质量要求控制物项的发放、使用和返回的条件。

2) 必要时,还必须编写和实施制造前、制造期间及完工后用的防护和包装程序,加强储存场地、防护装置的控制,对包装、防护进行必要的控制,以保证符合规定要求。

3) 在储存期间会因暴露在空气、湿气或其他环境条件下使性能变劣的物项，还必须制定检查程序，定期进行检查，避免发生变质情况。

4) 应使用指定的储存区或堆放室, 防止物项在使用或交付前的损伤或变质。

(3) 包装。

1) 应使用包装和标记, 达到确保物项符合要求所必要的程度。

2) 物项的包装应确保其在转运、到达时或在核电厂储

存期间,不发生损伤、丢失或变质。

(4) 防护。

1) 在必须确保物项不变质、受损或丢失的场合,应采取有效的防护和恰当的隔离措施。

2) 所采用的防护和包装方法,应确保物项在交付和储存中不会因各种环境条件而变质。

(5) 交付。

1) 制造单位在物项交付前,必须对以下方面进行核查,以保证:

① 待运物项已满足所规定的全部要求,必需的文件均已备齐。

② 物项已按照有关的技术条件和程序进行了防护和包装。

③ 物项和包装经验明与发货单相符,并已妥善标识。

④ 已按设计要求配备了记录运输状态和事件的装置(如加速度计等)。

⑤ 包括运输期间及在收货点收货后进行装卸和储存的细则,以及用于在目的地物项安装和使用的细则在内的各种规定文件已备齐,并已注明存放位置。

2) 如果将物项的运输工作委托给其他单位时,应对其进行资格评定和监督。

(6) 物项装卸、储存、包装、防护和交付的分级管理。

为防止物项损伤、劣化或遭受污染,对核电厂所用物项的包装、储存、保护和运输交付的要求一般可分为四个等级。

1) A级:对环境条件特别敏感的物项。

2) B级:对环境条件敏感并要求对极端的温度条件、湿度和蒸气、重力作用、实体损伤和气载污染物的影响采取防护措施的物项。

3) C级:要求具有防止暴露于环境、气载污染物及遭受重力作用和实体损伤的保护措施的物项。

4) D级:对环境不如C级敏感的物项。这些物项要求对自然力、气载污染物和实体损伤采取防护措施。

5.4 核电厂选址的质量保证

5.4.1 核电厂选址质量保证的目的

核电厂选址期间的质量保证,是为影响核电厂厂址查勘、评价和核实结果的的质量的所有活动,制定控制和验证的基准。由合格的人员按照既定的程序和工作细则实施上述活动,并对所得到的结果进行验证,确保这些结果达到应有的质量。

5.4.2 核电厂的选址过程

核电厂的选址过程包括三个阶段:厂址查勘(SS)、厂址评价(SE)、厂址核实(SC)。

(1) 厂址查勘,其目的是确定一个或几个,在厂址评价阶段适于作详细特征描绘的厂址。凡要考虑的安全和非安全事项,都应予以评价。厂址查勘活动,一般限于对所关心区域中可得到的资料进行收集、汇编和分析。厂址查勘涉及对一个广大区域的研究和调查。通过对该区域进行有系统的筛选,把不合格地区排除的原因记载成文,并对处于可接受地区内的厂址进行选择 and 比较。

(2) 厂址评价,是对优选的一个或几个厂址的研究和调查,从各个方面特别是从安全观点出发,验证它们是否可接受。厂址评价活动包括所需的野外和实验室的调查和监控,以便为支持核设施设计和为提出各种核安全管理要求提供资料。厂址评价调查的结果是编制出要提交的、支持许可证或

执照申请书的各种文件。

(3) 厂址核实,包括核设施建造和运行之前所从事的活动。这些活动包括为解决核设施建造和运行期间引起的问题而有必要进行的深入调查以及持续监控。厂址核实中的调查和监控结果,编入要提交的、支持运行许可证申请书的各文件中,也编入以后的定期监控报告中。

5.4.3 选址服务的分级

选址服务分级应考虑的主要因素是,服务结果的最终用途及其差错或缺陷对安全的影响。此外,要考虑的其他因素包括:

(1) 服务的复杂性、独特性和新颖性。

(2) 是否需要特殊的控制措施、行政办法以及对服务有关的工艺过程、方法和设备的现场观察和检查。

(3) 通过验证能证明结果符合功能要求的程度。

(4) 后续工作对该项服务结果依赖的程度。

(5) 该项服务的质量史和标准化程度。

5.4.4 选址活动的质量控制

(1) 选址工作的策划。

1) 对选址工作进行策划的目的是,确定选址活动并做好计划安排,使其能按适当的顺序进行;明确执行选址活动的组织方式,使有关信息能搜集得到并经过仔细推敲;选定审查选址活动结果和支持性输出文件以判定其是否可以接受的方法。

2) 策划的结果应形成选址活动实施计划。

3) 选址活动应按规定的程序和细则进行。

4) 选址期间所完成的工作应进行验证,以证实其正确性,应规定验证活动的方式和程度。

(2) 野外和实验室工作。

1) 野外工作包括查勘、实验、钻孔、试验性开挖、槽探、地震监测、地质调查(厂址和区域性)以及模型试验等。

2) 野外取样,原地和实验室试验,以及有关野外和实验室数据的收集、分类、日志记载和报告,均应按专门用于该活动的相应程序和细则进行。

3) 为全面了解厂址特征,必须正确选择野外工作地点,以确保按要求提供有代表性的和完整的数据。应正确安装仪器和设备并合理调整其定位和定向,以获取有价值的数

4) 钻孔和取样之前,应核对标准和规范的适用性,并对钻孔和钻井的地点记录,取样方法、位置和样本量,以及孔和井的放弃与封闭等,作出明确规定。遇到非常规情况时,应作出记录和报告。

5) 试验方法和实验室的作业方法,应符合标准、规范和现行公认的方法。在有特殊要求时,可使用专门开发的方法,但应经过验证和确认。

6) 野外和实验室装备应保持良好工作状态,在相关工作执行前后和执行期间,应进行校核,以确保其有效、适用和要求的准确性。

7) 与厂址安全性有关的分析、结果和说明等都是以查勘数据为基础的,必须保证查勘结果的准确性。在野外和实验室工作中,必须履行相应的控制措施,以确保记录准确性,取样方法的明确和适用性,并在整个工作期间,保持样品完整性和标识。

(3) 数据的来源、收集和分析。

1) 数据的来源。厂址查勘、评价与核实期间应收集的数据,其典型来源包括现代和历史文件,间接勘查,直接勘查,实验室试验。在设计、建造、调试和运行工作中,通过

调查研究、试验与验证、测量与监控等活动得到的数据和资料适用于厂址核实。

2) 数据的收集。应按照技术上合理可靠的方法和惯例采集数据,严防丢失和损坏,确保溯源性和检索的方便性。应将数据编入形成文件、条理清楚的厂址特征说明中。拟收集数据的可用性、精确性、种类和范围,应与使用的模型和方法相匹配。

3) 数据分析。应采取有组织的方式汇编数据,并进行严格的考查和分析。在分析数据能否接受时,审查者应详细说明:对结果进行分析所用的统计方法;分析数据所用的假设和方法;鉴别和最大限度减小测量不确定性所用的方法;对数据变化的敏感程度;结果。在不能得到形成结论所必需的全部信息的场合,必须考虑到数据的空缺以及由此得出的估算值的不确定性。数据分析的结论应形成文件。其中应包含对数据资料的说明,并能追溯到原始资料和数据。应确保数据分析的结果和所用方法,可以由能胜任的同行专家进行追溯、复现和评价。

(4) 计算机建模和物理模型。

对选址中所用的定量模型(如地震模型、水力模型和扩散模型等)的设计、考验、运用以及变更等环节,应按照质量保证体系(质保大纲)的要求进行控制。必须对模型进行评价和确认,并确定其适用范围。应进行敏感性分析以评定模型所产生的潜在不确定性。当简化模型能够保守地表明选择厂址的合适依据时,应当优先采用。

(5) 输出文件和报告。

与选址有关的数据、分析、计算、试验,以及审查、提议、建议、结论和决定等,均应形成文件,以便进行评价工作。输出文件应论述已确定的输入要求,阐明有关事项是否已被考虑和证实。应编制选址活动报告并向相应的管理部门提交。选址活动报告应描述不同调研领域得出的中间结果和最终结果,以及对结果的分析。

5.5 核电厂设计的质量保证

5.5.1 核电厂的设计过程

图 1.5-6 表示了核电厂设计工作过程的主要环节与活动及其流程。

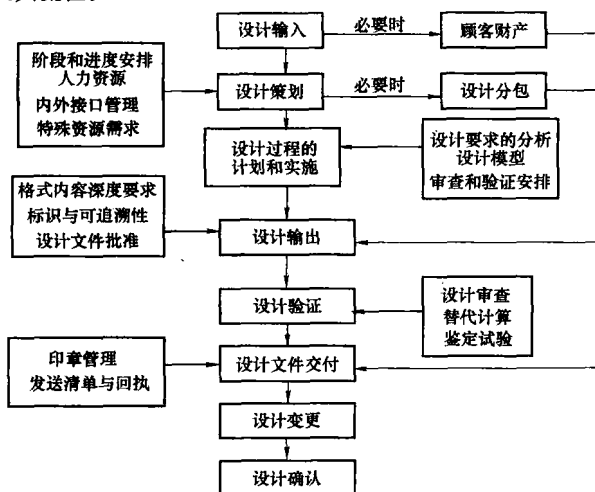


图 1.5-6 核电厂设计流程

5.5.2 核电厂设计质量保证的管理要求

(1) 核电厂营运单位必须确定设计负责人,代表营运单位阐明设计要求和批准设计输出。其主要职责是:规定基本要求和规格书(例如通过合同技术附件);参与设计审

查;参与设计验证;批准详细设计;审查和批准各阶段的设计变更(指从选址到退役的各个阶段);接口控制;审查有关的不符合项申请;审查和批准质保大纲。

(2) 从事设计和设计验证工作的人员必须经过培训并考核合格。必须明确规定其资格要求,并通过以下方面进行资格评定:学历要求;工作经验要求;完成规定的培训课程;工作业绩;具有政府授权机构授予的证书等。

(3) 必须明确与设计活动有关的组织之间的接口安排,确保协调一致。

1) 应规定的接口包括:设计单位内各专业间的接口;营运单位设计负责人与选址单位、建造单位、调试单位、运行单位、退役单位及核安全管理当局的接口等。

2) 总体设计单位应编制适应整个核电工程的设计接口管理手册,营运单位(或其委托的核电工程管理部门)负责协调各责任单位与设计单位之间的接口。

3) 应规定设计单位内各部门之间信息交流的接口并形成文件。

4) 涉及接口的相关资料的编制、审查、批准、发布、分发和修订的职责应予规定并形成文件。

5) 规定设计资料交流和解决疑问的机制。

6) 在营运单位设计负责人与核电厂建设其他阶段的参与单位之间,建立联络和反馈机制,确保这些单位的需求得到考虑。

(4) 设计策划应在设计活动开始前尽早进行。设计计划应把工作分解为易于管理的单元并进行分配。设计计划可包括以下内容:

1) 工作范围,包括其他单位执行的相关工作。

2) 设计方法。

3) 软件要求(需开发的软件和为了使用应确认生效的软件)。

4) 试验要求(包括鉴定试验、样机试验、抗震试验等)。

5) 设计审查、验证和确认的要求。

6) 资源要求。

7) 特殊培训要求。

8) 工作进度安排。

9) 设计过程的校核点及校核的频度。

10) 安全性、可靠性、可维修性、人因工程、标准化和其他专业的输入。

(5) 根据对核安全的影响和相对重要性,可分级的设计活动包括:设计分析的深度和详细程度;设计审查和批准的需求和程度;设计验证的程度;对设计变更控制的程度;设计记录的详细程度及其保留时限;对替代计算的需求;鉴定试验的需求。

5.5.3 核电厂设计过程主要工作的质保要求

(1) 核电厂的设计活动应在合理有序的计划 and 受控制条件下进行,确保规定的要求正确地转换成设计输出,使所设计的核电厂能安全可靠地开展选址、建造、调试、运行和退役。

(2) 设计中使用分析和过程控制计算机软件时,应提供验证和确认生效的措施。

(3) 应确定设计输入并形成文件,经营运单位设计负责人审查和批准。输入的变更应受到与输入同样的控制。当设计输入信息不完整、不清楚或有矛盾时,应在设计活动开始前得到澄清。

(4) 必须按已批准的程序有组织、有计划地进行设计分

析,为各项设计活动提供所需的资料。设计分析应足够详细并形成记录,以使该领域的合格人员能进行审查和评价。

(5) 设计模型的使用是应考虑实施的重要设计方法,可建造一定比例的实体模型或采用计算机成像模型。模型的变更应遵循严格的控制方法进行,以确保与实际情况一致。

(6) 在设计合适阶段,应计划和实施对设计过程的正式审查并形成文件。

1) 设计审查的目的是为设计输出文件的正确性和充分满足各种设计要求提供保证。

2) 设计审查的参与者应包括与受审查的设计阶段有关的设计部门的代表和按要求应参与的其他人员。

3) 设计审查的范围和内容应由营运单位设计负责人决定。

4) 设计审查应预计和识别潜在问题的领域和不足之处,并采取纠正措施。

5) 设计审查应提出的基本问题包括:设计输入是否正确选择和使用;原始设计要求是否得到满足;设计输出信息是否完整;是否作过假设和对其进行充分说明并有依据;是否运用了恰当的设计方法并遵循规定的设计标准,是否遵守设计程序;与设计输入相比设计输出是否合理等。

(7) 应按计划开展设计验证活动,为确保设计要求已得到满足进行审查、证实与核实。

1) 设计验证应包括:设计过程的策划和实施,设计输入要求,设计接口控制。

2) 设计验证必须由不从事原设计的能胜任的个人或小组进行并形成文件,他们应能查阅全部有关资料。必须清楚地表明核对者、验证者和授权批准的管理人员的身份。

3) 设计验证方法包括:设计审查、使用替代计算和实施鉴定试验等手段。设计单位应从物项的安全重要性、设计复杂性以及与原有成熟设计的类似性等因素出发,决定采用一种或几种方法,以体现设计验证在深度和广度方面的分级控制。

(8) 必须进行设计确认,通过检验和提供客观证据,对设计物项的特定预期用途和应用要求已得到满足予以认定。设计确认应在圆满完成的最终设计验证之后,在规定的运行条件下,在最终物项上进行,例如调试或预运行试验。

(9) 必须对设计变更进行控制。

1) 设计变更包括各种要求的变更,以及制造、建造、试验、调试、运行或退役经验反馈和发现问题的必要变更。

2) 设计变更的原因应形成文件。

3) 应针对设计变更及其后果对其他设计领域的影响采取相应的行动。

4) 设计变更应由下列单位(人员)之一进行审查和批准:负责原设计文件的同一小组或单位;已证实在该设计领域是胜任的、并能得到原设计信息与资料的其他设计单位;核安全管理当局(必要时)。

5) 应把设计变更信息发送给可能受变更影响的所有人员或单位。

5.5.4 核电厂设计的独立验证

核电厂设计的独立验证应遵循质量保证体系评价的通用要求。设计过程中需进行独立验证的典型主题是:计算机及软件的使用;设计审查;计算控制;模型的使用;设计输出文件控制。

5.6 核电厂建造的质量保证

5.6.1 核电厂建造质量保证的管理要求

(1) 核电厂建造阶段的质保大纲为各项工作的合理计

划、正确执行和恰当评价规定了措施。为确保核电厂的建造满足规定要求,需要制定程序的建造活动一般包括:

- 1) 合同文件的接收和登记。
- 2) 现场合同审查会议。
- 3) 现场合同启动会议。
- 4) 检查深度的确认。
- 5) 供方的现场安全和保卫。
- 6) 对供方的控制安排的审查。
- 7) 对供方/分供方的审查。
- 8) 给供方的指令。
- 9) 工作进展会议。
- 10) 对供方的监控。
- 11) 地基和混凝土的取样。
- 12) 对设计提出的疑问和变更。
- 13) 职责的交接/转移。
- 14) 应急准备(适用于紧靠运行电厂的建造现场)。
- 15) 建造期间的场地管理。

(2) 为控制和协调职责的交接与转移,确保已完成工作从一个供方向另一个供方及调试单位移交时的完整性,必须制定相应的规定。这些规定应包括下列行动步骤:

1) 应计划并履行由建造单位向调试单位有序移交有关部件、系统、构筑物以及与之相关的记录的职责。

2) 与所移交物项有关的文件应由建造单位审查其完整性和正确性,识别并解决不符合项,确保物项的状态是清楚的。

3) 当建造单位和调试单位确信移交工作能实现时,双方应对移交的物项和相关文件共同进行核对,并正式签字以表明职责的移交。

(3) 应制定反映国家劳动安全法规的管理制度,对工业安全方面的预防和保护措施进行有效的策划、组织、监控和审查。

1) 管理者应在工业安全方面给建造人员提供支持、指导和帮助。

2) 建造人员应了解工业安全管理制度与个人工作实践的关系和产生的影响。

3) 应对工业安全数据进行监控,包括工时损失的事件、需要救治治疗的事故、工业安全方面的不符合项及相关改进等。

(4) 应对建造活动周密策划,制定详细的工作计划。

1) 建造工作计划应采用把工作划分为易于管理的单元的方式,把建造活动分配给相关单位和部门,说明执行的顺序和持续时间,并配置相应的资源。

2) 建造工作计划应明确安全重要物项现场制作、安装、检查和试验的要求。

3) 应通过对技术规格书、设计图纸、采购要求文件和计划进度进行深入分析,确定上述要求和必要的活动,确保其能按规定完成。

4) 必要时,建造单位应根据主设计方的意见,核实建造方法的合适性。

5) 供方应为其承担的工作制定详细计划,必要时提交建造单位批准。

(5) 核电厂建造期间可分级的建造活动包括:特殊建造工艺及人员资格评定,检查计划的需求和详细程度,可追溯的程度,过程控制的程度和停工待检点的需求,记录和归档样品。

5.6.2 核电厂建造过程主要工作的质保要求

(1) 核电厂建造单位人员的主要工作任务, 至少应包括:

1) 控制和监管供方。

2) 确保以受控的方式将供方安排在现场所分配的区域, 以及在适当情况下就适用的工业安全要求向供方提供必要的现场服务、信息和细则。

3) 编制安全工作程序, 包括工业安全程序, 颁发给建造单位和供方的工作人员, 并应证实供方的现场工业安全安排考虑了上述适用文件。

4) 监控工业安全政策以及建造现场所有人员的活动, 以确保各项法规要求得到遵循。

5) 对建造工作的进展进行策划和监控, 保证按计划完成工作, 必要时对各专业领域供方的活动进行协调。

6) 确保供方的工作是按照程序、技术规格书和图纸执行的; 质保要求已得到明确规定并履行; 安装工作的核查是相称的, 并符合监督计划的安排。

7) 对建造期间可能损坏的设备实施维护大纲, 如电气设备的除湿和表面防腐。

8) 安排已完成工作从一个供方向另一供方, 或向建造单位有控制地移交。

9) 为在役检查获取基准数据。

(2) 在签订施工或安装合同之后, 应适时召开供方和建造单位间的启动会议, 以便达成共识, 使供方充分了解建造单位的要求, 并确定满足要求的总体安排。主要包括: 接口安排; 联络方法; 要递送的文件和信息; 场地管理; 现场保卫; 现场培训; 安全 (辐射安全、核安全和工业安全); 质量保证; 对分供方的控制。

(3) 应确定发放设计文件的联络渠道和安排, 以达到下述目的:

1) 确保发放的设计文件满足现场需要, 尤其应关注核电厂施工现场以外场所的需求。

2) 确保供方对设计文件提出疑义时及时处理。

3) 对设计文件的现场变更, 应按照设计质保规定进行审查、修改、批准和发放。

(4) 应制定和实施关于施工和安装期间场地管理的规定, 并保证正在施工或安装物项的质量。

1) 场地管理的内容包括: 清洁度控制, 环境条件, 防火和保护, 施工安全, 管理区域标记, 出入口管理等。

2) 应采取有效的方法和技术, 对厂址区域、设施以及组成核电厂的材料和设备进行控制; 并保证已安装的核电厂设备和系统处于良好的受保护状态。

3) 应制定场地管理的清洁度要求。

(5) 应制定测量和试验设备的管理制度, 确保建造活动、数据收集、检查和试验工作所用的测量和试验设备, 在型号、量程、精度等方面符合要求并处于检定/校准有效期内。

(6) 应制定程序对土建工程进行控制, 其内容包括建造前的验证、土石方工程及桩基和沉箱的检查、混凝土工程的检查和试验、钢结构或衬里的检查以及隐蔽工程的检查, 并制定土建工程验收的程序和准则。

(7) 应制定安装控制程序, 包括验证的内容和方法, 进度安排, 明确检查/验证的等级。

1) 供方在将物项或服务提交验收前, 应验证所有规定的设计要求均已满足。为了证实安装符合设计要求, 必需对已安装的设备 and 系统进行试验。

2) 建造单位的验收不解除供方提供合格物项和服务的责任, 也不排除以后的拒收。

3) 必要时, 建造单位应发布程序, 规定供方检查/验证记录的标准格式。应明确验证方法和验收准则。

4) 检查和试验结果, 以及对结果的分析和评价应形成书面报告。

5.6.3 核电厂建造的独立评价

核电厂建造期间的自我评价和独立评价, 应遵循质量保证体系评价的通用要求。在进行独立评价时所针对的典型主题应包括: 安全问题; 材料试验; 对供方的监察程序; 场地管理; 已完成工作的保管; 对供方的评定; 不符合项的控制和处理; 设备交接过程的控制; 建造工作符合设计要求的情况。

5.7 核电厂调试的质量保证

5.7.1 核电厂调试质量保证的管理要求

(1) 核电厂营运单位必须制定和实施一份完整描述核电厂调试中的管理、执行和评价的总体安排的质量保证大纲。大纲应规定确保所有调试工作均得到适宜的策划与管理、正确的执行以及妥善的评价的措施; 还应为控制现场调试活动制定工作程序, 确保核电厂的调试满足规定的要求。

(2) 必须关注调试工作的内部和外部接口, 明确规定每个涉及部门和单位的职责并形成文件, 为跨越部门或单位边界的文件的标识、审查、批准、发布、分发和修订编制工作程序。

(3) 必须为部件、系统、构筑物及其相关记录从建造向调试以及从调试向运行的职责转移制定计划并予以实施。

1) 调试单位必须对建造阶段移交的物项和相关文件进行审查, 并与建造单位一同进行联合核对。审查应确保物项的状况是清楚的, 对存在的不符合性应予标识和解决。

2) 调试完成后应将整个核电厂移交运行部门。必须通过书面文件证明职责的转移。

(4) 调试阶段必须建立和实施辐射防护大纲。应确定各工作小组、区域和活动的辐射照射趋势, 制定辐射照射的年度限值, 做到合理可行尽量低。

(5) 应组建核事故应急机构, 制定场内应急计划并上报批准。根据确定的应急工况, 备齐可供使用的资源和设施。并通过应急演练, 对应急计划和程序进行审查改进。

(6) 必须对调试活动进行周密策划, 形成调试计划。供方应为其承担的工作制定详细计划, 必要时经调试单位批准。调试期间, 应对所有部件和系统的调试、修改、替换、预防性维修和修理进行计划、批准和控制。

(7) 调试活动应根据物项、服务或过程对核安全的相对重要性进行分级。可以分级的调试活动包括: 建造活动的独立验证; 阶段性和综合性试验的深度; 单个部件的试验; 调试试验的详细分析; 调试活动要求的记录; 应该向营运单位设计负责人报告的不符合性; 调试文件的数量和详细程度; 要求检定/校准的已安装设备。

5.7.2 核电厂调试过程主要工作的质保要求

(1) 必须制定和实施调试大纲, 以证实核电厂尤其是安全重要物项已按设计意图建成和发挥功效, 并确保发现和消除缺陷与薄弱环节。

1) 应针对每一主要系统和阶段试验编制和执行调试工作计划。该计划应规定需进行的具体试验项目及其原理、目标和试验方法, 包含系统、部件和构筑物的设计、功能和性能的详细信息和完工情况, 以及特殊的工业安全措施。

2) 应收集安全重要物项的详细特征数据并记录初始运

行参数。

3) 应确定安全和工艺系统竣工时的运行特征,并形成文件。应对运行设定值进行调整,使其符合设计和安全分析的要求。应修改培训程序、运行限值及条件,以准确反映竣工时的系统运行特征。

(2) 应编制指导调试工作的调试文件,明确调试试验的要求、目的、限制准则、试验条件和程序、专用设备、人员要求、特殊预防措施、验收准则以及应产生的记录。

1) 针对调试大纲安排的每个部件试验或系统试验,应编写部件或系统完工程序、调试(试验)程序以及功能性要求文件,细化试验目的并提供详细指令。

2) 调试文件应由调试单位、运行单位、供方代表(适用时)联合审查与批准。

3) 主要设计方的代表和必要时建造方的代表应参加调试试验程序的审查。

(3) 核电厂调试的交接班必须按工作程序进行。程序应规定涉及的人员、职责、交接班地点和实施过程的要求,以及报告电厂状态的方法(包括异常状态和人员不到位等特殊情况的对策)。交班方应认真填写标准格式的日志和报告,接班方应进行核对,并理解和明白交班时的情况。

(4) 应建立核电厂的标识体系,确保安全重要物项有唯一性标识,并与试验和调试文件中使用的标识对应。同时,系统和部件的标识可不作实质性变化地移置到运行阶段。临时安装的部件和系统应采用有别于永久性部件和系统的标识方法。

(5) 应制定措施,以确保按照恰当的技术条件和程序,对部件和系统的安装、运行或更改的状态进行控制和保持。

(6) 调试活动应在合适的受控环境和条件下完成。应考虑构筑物、系统和部件的清洁度以及易燃易爆材料及其残留物的安全处理。

(7) 应制定和实施对调试活动进行验证的措施。调试活动的验证主要针对以下方面:试验先决条件符合试验程序的要求;试验参数在合适的范围内;调试活动的执行符合计划安排;阶段审查已按要求实施;在进入下一道工序之前,停工待检点的所有要求得到满足。

1) 应在有关工作文件中明确说明验证方法和验收准则。

2) 主要设计者应验证调试试验符合设计意图并满足设计要求。

3) 当试验的目的是验证设计值时,试验文件必须包括或引用验收准则。

4) 在调试文件中应规定检查要求。为验证是否符合规定的试验要求,必须进行检查和符合性校核,并形成文件。

5) 调试结果必须由授权的合格人员进行审核和批准,以验证试验的完整性,并证实与该结果对应的物项或活动是满意的。主要设计者的代表应参与审核。

6) 必须及时地记录和评价调试试验的结果,以清楚地显示设计要求已得到满足。当设计要求不能得到满足时,应记录不符合。

5.7.3 核电厂调试的独立评价

核电厂调试期间的自我评价和独立评价,应遵循质量保证体系评价的通用要求。独立评价所针对的典型主题包括:接口;安全管理;临时修改;设备和仪器的检定/校准;场地管理;电厂状态标识;巡视制度。

5.8 核电厂运行的质量保证

5.8.1 核电厂运行质量保证的管理要求

核电厂运行质量保证的管理要求,除了通用管理要求之

外,还应关注以下方面:

(1) 核电厂营运单位指定的电厂运行组织负责人,应具有必需的资源,确保行使以下职责:

1) 在运行限值和条件范围内运行电厂。

2) 确保所有活动是按照法令或核安全管理要求执行的。

3) 确保所有活动是在保证公众、员工、电厂和设备安全的情况下执行的。

(2) 为确保核电厂设备、系统和构筑物从调试向运行的正式和顺利转移,应制定和实施详细策划的方案和配套程序文件,以达到下述目的:

1) 设备、系统经过核对,核对的方面包括:正确标识、调试试验和检查的完成、清洁度、润滑情况、开关和阀门的定位、仪表的检定/校准、保温隔热的状况、安全装置的合适状态。

2) 不符合性和其他悬而未决的问题已经解决。

3) 调试成文资料是正确的和完整的。

4) 电厂的竣工状况已得到界定。

(3) 由于核电厂运行组织内的部门和为电厂提供支持服务的单位很多,为确保工作的顺利进行,必须对接口安排达成一致。

(4) 核电厂应组建核事故应急机构,制定场内核事故应急计划并上报批准。根据确定的应急工况,备齐可供使用的资源和设施,并通过应急演练,对应急计划和程序进行审查改进。

(5) 核电厂运行管理者必须创造并保持使员工充分参与和积极工作的内部环境,不给员工施加不必要的生理和心理压力。

(6) 核电厂运行涉及的物项、服务和过程,应进行分级管理与控制。可以分级的运行活动主要是:运行细则的层次和详细程度;要求鉴定的已安装设备的类型;不符合性和纠正措施的报告层次和权限;正规值班运行日志的必要性;试验、监督和检查活动;电厂状态控制中要包括的设备;对备件储存和记录实施的控制;分析电厂物项史的必要性;进行状况监控的必要性。

5.8.2 核电厂运行过程主要工作的质保要求

(1) 为确保核电厂以安全高效的方式运行,必须进行周密策划。策划应包括:

1) 确定运行和维护核电厂所必需的工作。

2) 用分级的方法,确定各工作过程的相对重要性。

3) 引用清楚、简洁、明确的工作细则,描述工作的执行。

4) 确定作为各工作过程一部分的特殊要求,诸如辐射防护、防火、隔离和挂牌要求以及检查和试验要求。

5) 确定所要求的记录,诸如工作完成和所用备品的记录。

6) 确定工作的状态。

7) 确定工作是安全有关的还是非安全有关的。

8) 确定有关的安全灾害。

9) 确保工作经过授权。

10) 估计对人员的要求和特殊培训的必要性。

11) 规定完工时所要求的审查。

(2) 管理者应从人机工效学的角度出发,为核电厂的运行工作创造良好的人因环境。

(3) 必须制定和有效实施场地管理和清洁度控制的程序,以便做到:

1) 在维护和修改期间防止物项污染,防止外来材料进

人敞开的系统和设备。

- 2) 要求将污染物去除,并预防污染。
- 3) 控制材料、设备、工具和人员出入工作区域。
- 4) 确保在系统/部件关闭后立即进行清洁度检查。
- 5) 减少如火灾等的常规事故的风险。
- 6) 使人员伤害的风险降到最小。

(4) 核电厂运行的交接班必须按工作程序进行。程序应规定涉及的人员、职责、交接班地点和实施过程的要求,以及报告电厂状态的方法(包括异常状态和人员不到位等特殊情况的对策等)。交班方应认真填写标准格式的日志和报告,接班方应进行核对,并理解和明白交班时的情况。交接班应涉及以下事项:

- 1) 主要部件和系统的运行状态。
- 2) 重要的安全性和电厂总的参数(包括任何已发现的趋势)。
- 3) 处于异常或降级布局的系统、试验中的异常情况。
- 4) 值长上次值班以来出现的重大新缺陷。
- 5) 目前和计划中工作、停机和许可的进度和持续时间。
- 6) 来自运行单位的特殊指令。
- 7) 临时性运行细则、设计变更和通知。
- 8) 关键事项的交代。
- 9) 日志审查。
- 10) 主控室操纵员应检查控制板,观察报警通告、异常设备、数据记录仪显示的趋势、关键安全参数的指示等。

(5) 核电厂应进行的试验类型包括:初始运行阶段试验、运行阶段监督性试验、运行阶段功能试验。

1) 初始运行阶段试验的作用是:获取运行前无法试验的系统和部件的性能;确认或确定必须了解但无法准确预定的参数和特征;确认电厂符合设计和安全要求。

2) 运行阶段监督性试验的作用是:确保系统和部件符合设计意图的可用性;发现有损于质量的情况;为改进系统可靠性提供数据;揭示各类部件在长期运行情况下性能劣化的趋势;检验各种参数,诸如转向、轴承温度、振动、时间延迟以及在遥控和就地控制时的运行能力等。

3) 运行阶段功能试验的作用是:获得在维护、修改、更换或变更后能有效运转的情况。

4) 必须规定试验的运行参数。如果试验要求的参数超过正常值范围,还必须事先规定其限值。

5) 试验结果的记录和表述应能方便地与以前的试验进行比较,识别与以前试验和调试阶段试验所得数据的变化情况。应对试验中发现的不符合性进行分析,并在规定的时限内进行系统的纠正,以恢复其运行能力并减少重复出现的可能。

(6) 在运行程序和相关文件中,必须确定需进行定期验证的运行事项、服务和过程。应通过联合的功能试验、性能试验和实体验证等方式,证实相关的匹配是正确的。

(7) 必须制定和实施核电厂监督大纲。该大纲应包括为了验证电厂是在运行限值和条件范围内运行,和及时发现会导致不安全状况的物项质量劣化所进行的一系列有计划的活动。

(8) 必须在核电厂开始运行前编制在役检查大纲,并在核电厂运行寿期内有效实施,以发现可能出现的品质下降。

(9) 必须制定和实施辐射防护大纲。应为各工作小组、区域和活动确定其辐射照射的趋势,制定辐射照射的年度目标,做到合理可行尽量低。

(10) 核电厂的运行应尽量减少放射性废物的产生,并为其安全装卸、储存、运输和处置制定符合法规要求的规定和相关文件。放射性废物的管理应确保其处于经批准的限值和条件范围之内。放射性废物的管理应包括以下内容:源项标识;废物分离与隔离;标明放射性活度与数量;进行处理和预处理;使用合适的包装和运输方法;制定正确的储存和处置方法或要求;废物量的清点和清单的保存;防止未经许可的人员出入;保存记录。

(11) 必须在核电厂投入运行之前,把控制和监测厂区内、外放射性流出物,使其保持在运行限值和条件范围内的方法和程序,形成文件并予以实施。厂址监测工作应在调试启动之前开始。

(12) 必须制定和坚持实施电厂历史制度。

1) 电厂历史应包括以下领域的的数据:运行绩效,维护与修理,检查和试验,辐射防护,放射性废物和排出流等。

2) 电厂历史制度应确定需收集历史数据的物项,并规定收集和记录的数据类型。

3) 应按保存要求审查完成工作的记录,消除错误、不一致和缺漏问题后,将适用的资料输入电厂历史数据库。

4) 电厂历史数据可用于以下方面:失效分析、维修评价、预防性维修、停机大修计划、辐射防护大纲、工业经验和供方信息审查、电厂设计寿命的延长、定期安全审查、退役等。

5.8.3 核电厂运行的独立评价

核电厂运行的自我评价和独立评价,应遵循质保体系评价的通用要求。核电厂运行的独立评价所针对的典型主题应包括:控制室作业;正常运行和试验期间的设备性能;运行经验和特征;纠正性维护量异常或设备可用率低;各种问题(包括试验和在役检查结果)的趋势确定和分析;程序和其他文件的重大变更;未经审查的安全问题;异常现象和重大的设备失效。

5.9 核电厂退役的质量保证

5.9.1 退役活动的分级管理

核电厂的退役分三个阶段:一级退役(最终关闭),二级退役(封存隔离),三级退役(拆除运走)。

(1) 核电厂退役期间的安全问题主要包括:在原有包容屏障被破坏和放射性废物被处理时的辐射安全;与拆除作业相关的工业安全;由常规和事故引起的放射性释放对公众的辐射剂量;放射性物质运往处置场期间对工作人员和公众的危害。

(2) 根据物项、服务或过程在安全上的相对重要性,退役阶段应分级的活动包括:退役文件的需求和详细程度;退役废物的管理;退役文件的审查和批准;退役人员培训的类型和细节。

5.9.2 退役实施过程中主要工作的质保要求

核电厂退役计划应明确退役开始的时间和开始时所处的条件。退役质保大纲应以运行质保大纲为基础发展而成。同时,核电厂营运单位必须制定控制退役活动的程序,以确保退役工作实现规定的要求。退役实施过程中主要工作的质保要求如下:

(1) 应通过宣传教育和表彰奖励,树立良好的质量意识和安全文化,主要包括:

- 1) 注意细节。
- 2) 良好的安全操作方式,如适当使用安全装备和妥善搬运危险化学品。

3) 良好的辐射防护习惯,如正确运用“合理、可行、尽量低”的概念和最大限度地减小污染物的扩散。

4) 进行上岗前简要布置和适用的培训(例如与实际等效的模拟培训)。

5) 严格遵循文件并服从工作的停工待检点。

6) 工具、化学品和器材的计数。

7) 使用正确的工具和装备。

8) 使用去污设施以减少放射性废物量,使有可能对以前已污染的设备进行清洗工作,并减轻对复用物项的污染。

9) 为在污染的设备上进行工作,使用手套箱或临时容器,以防污染扩散。

10) 使工作场所清洁有序。

11) 对执行工作所需时间的敏感性,尤其是涉及有限制条件的操作。

12) 采用上岗后报告方式,适用时还应使用上岗后评论方式。

13) 其他与核安全目标有关的事项。

(2) 为确保退役工作按照计划并安全有效地完成,应做好工作的策划和控制。主要包括:

1) 确定电厂有无系统运行和维护所必要的工作。

2) 确定废物的产生和管理。

3) 引用简明适用的工作细则来描述工作的执行。

4) 确定特殊要求,如辐射防护、防火、隔离和挂牌的要求,以及检查和试验要求。

5) 确定所要求的记录。

6) 确定工作的状态。

7) 确定工作是安全有关的还是无关的。

8) 确定潜在的安全危害以及控制和监测的方法与程序。

9) 确保工作得到授权的制度和办法。

10) 评估对人员的要求和特殊培训的需求。

11) 规定工作完成后所要求的审查和验证。

(3) 必须建立和实施交接班制度,并按标准格式形成日志和报告。交接班过程涉及的主要事项如下:主设备的状态;重要的安全性和电厂总的参数;上一班以来在结构布局方面的重大变化;工作进度和持续时间;来自管理者的特殊

指令;日志移交;日志审查。

(4) 管理者对退役期间可能发生的对工作人员、公众或环境产生潜在影响的事故,必须进行危险性评价并采取相应的技术、行政管理及辐射防护措施。主要包括:

1) 对退役活动做相应的进度安排。

2) 随着退役的进行,为确保构筑物 and 系统完整性而进行的检查和试验。

3) 限制污染扩散的安排。

4) 对现场装备和工具作有效性试验。

5) 保护措施的应用,包括必要时进行屏蔽。

6) 应急安排。

7) 人员培训。

8) 当核燃料仍在厂内,退役活动会影响停堆条件或安全装置运行时,要特别关注需对核电厂或相关系统的运行限值和条件的变更及其影响。

(5) 应制定和实施场地管理和清洁度控制程序,减少交叉污染和工业事故的风险。

(6) 对核电厂各区域、已安装物项和退役设备,应设置唯一的和可靠的标牌,为工作人员提供充分的信息以便鉴别。进行拆卸作业时,应确保剩余(和尚未拆除)物项的标牌不会被损坏。

(7) 应使放射性废物的产生总量保持在切实可行的最低程度,为放射性废物的安全装卸、处理、储存、运输和处置所采取的安全措施,必须遵循已批准的限值和条件。

(8) 管理者应提供足够的资源和专职人员评价核电厂退役期间的事件反馈,包括来自其他核电厂的事件,明确规定职责,并充分参与以确保改进措施的有效实施。

(9) 核电厂营运单位在退役完成时,应编制最终退役报告。若退役的某一阶段完成但转入下一阶段需等待相当长的时间,也应编制阶段最终报告。

5.9.3 核电厂退役活动的评价

核电厂退役活动的评价遵循质量保证体系评价的通用要求。核电厂退役活动独立评价的典型主题包括:放射性废物管理、工业安全、退役计划、辐射防护、安全检查和环境监测等。

第 6 章 核 燃 料 循 环

1 核燃料循环的基本类型

核燃料循环是指核燃料的获得、使用、处理和回收利用的全过程。核燃料循环通常可分为前端和后端。前端包括铀矿勘探和开采、矿石加工（选矿、浸出、沉淀等多种工序）、铀的提取、精制、浓缩、转化、燃料元件制造等。后端包括核燃料经反应堆辐照以后的乏燃料储存和后处理。在乏燃料后处理厂中，去除燃料中的裂变产物，并将未燃尽的残余铀和在反应堆中辐照生成的钚加以分离，然后将后处理中提取的铀和钚送到浓缩设施上加以浓缩后，再送到元件制造厂制成新的由铀和/或钚组成燃料元件，放入反应堆中重新使用。

核工业的主要领域涉及了整个核燃料循环的各个方面，如图 1.6-1 所示。核燃料循环的主要环节分述如下：

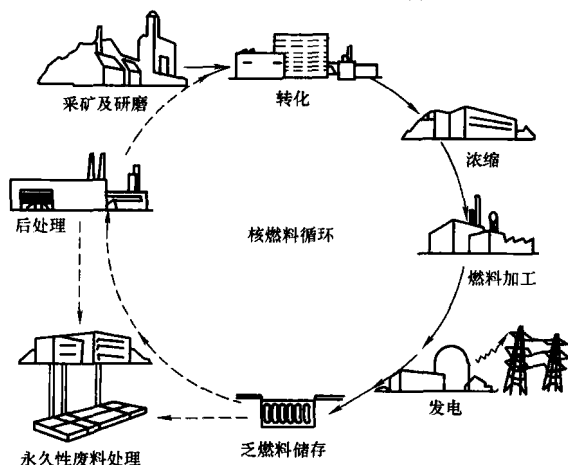


图 1.6-1 核燃料循环示意

(1) 采矿及研磨。

目前实际可用的易裂变核素有 ^{233}U 、 ^{235}U 和 ^{239}Pu 。天然铀是 ^{235}U 、 ^{238}U 和 ^{234}U 的混合物，其中 ^{234}U 和 ^{235}U 的含量分别占 0.006% 和 0.71%，其余是 ^{238}U 、 ^{233}U 和 ^{239}Pu 在自然界几乎不存在，但可以用 ^{232}Th 和 ^{238}U 为原料在核反应堆中靠吸收 ^{235}U 裂变时释放的中子并经过一系列衰变来生产。因此， ^{232}Th 和 ^{238}U 称为可转换核素。可见天然铀是最基本的核燃料。铀的蕴藏量并不丰富，在地壳中的含量为 2.5×10^{-6} ，而且富铀矿相当少。

铀矿石开采是把具有商业品级的铀矿石从地下矿床中开采出来的原料工业。铀矿石一般难以靠肉眼鉴别，且有放射性，不断释出 α 、 β 、 γ 射线。因此铀矿开采必须借助于放射性物探技术，同时要采取相应的防护措施。

矿山开采出来的矿石需经破碎磨细等工序处理，使矿石粒度满足浸出要求。

随着核能事业的发展，需要的采矿量是很大的，例如：为供给一座电功率为 1000MW 的压水堆核电厂的正常运行，每年约需开采 8.5 万 t 矿石。

(2) 转化。

通常铀矿石的品位是较低的。把开掘的矿石转换成纯粹化合物的工艺称为矿石加工（水冶）。为使矿石加工合理化，

需把矿石进行化学处理，转化成中间阶段的高品位化合物，通称黄饼（重铀酸氨或重铀酸钠）。

为制成反应堆级的化合物，需除掉所含有的杂质，把黄饼进行精制与冶炼，制成天然金属铀或六氟化铀（ UF_6 ）。

(3) 浓缩。

以同位素分离作为目的，提高铀中 ^{235}U 富集度的处理即为浓缩。通过浓缩提高 ^{235}U 在铀中的含量，以适应某些反应堆的需要。浓缩处理是以六氟化铀形式进行的。从经济方面考虑，在铀浓缩时，不可能把原料中所含有的 ^{235}U 全部浓缩到产品中去，尾料中还含有相当数量的 ^{235}U ，称它为贫化铀。

六氟化铀在常温下是固体，但容易气化，且是化学反应很强的化合物。因此必须转化成适于堆用核燃料的形态，如二氧化铀和金属铀。

(4) 燃料加工。

把金属铀或二氧化铀加工成适合反应堆中使用的形状（如棒状、板状、管状和球状等），并用包壳加以包覆，做成燃料元件，再组装成含有许多元件棒的正方形、六角形或圆形束棒状的组件。

(5) 发电。

燃料元件或组件入堆使用期间，易裂变核素（如 ^{235}U ）吸收中子裂变，产生能量和裂变产物，可裂变核素（如 ^{238}U ）吸收中子裂变或者经过一系列衰变生成新的易裂变核素（如 ^{239}Pu 、 ^{241}Pu ），在堆内生成的易裂变核素（如 ^{239}Pu 、 ^{241}Pu ）也在堆内吸收中子裂变产生能量，在生产和消耗中逐渐达到平衡浓度。

核裂变产生的能量在堆芯中转化为热能，通过蒸汽发生器产生蒸汽，推动汽轮发电机发电。

按换料计划卸出堆芯的燃料组件，称为乏燃料。

(6) 乏燃料储存。

由于从反应堆中取出刚使用过的燃料存在着的裂变产物和其他活化产物的大量的放射性，增殖材料的核转换也没有最后完成，所以不能马上送去后处理。因此，要在反应堆附属的冷却水池中暂时储存。通过放射性衰变，降低乏燃料的放射性强度。

(7) 永久性废物处理。

上述燃料循环活动中不可避免地会产生含有放射性核素或者受放射性核素污染不再使用的物质，并对这些物质进行永久性处理。对于低放射性水平的物质，可以通过稀释达标后排放；对于中、高放射性水平的物质，则通过采用深埋等方式使其长期与人类环境隔离。

(8) 后处理。

在乏燃料中仍含有相当数量的残余易裂变核素 ^{235}U 和堆内转化生成的新的易裂变核素 ^{239}Pu 等，因此，要通过化学分离法，把高放射性的裂变产物与这些可裂变物质分开，这一过程称为后处理。

经后处理工艺分离出来的核物质，对铀来说，通常需要进一步浓缩。

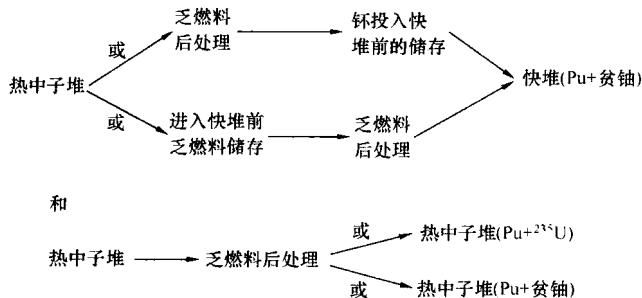
钚的再循环利用方式是以铀为基材，加入等当量的钚代

替易裂变核素 ^{235}U 入堆使用。

核燃料循环有两种方式：开放式核燃料循环和闭合式核燃料循环。如果乏燃料不处理，且裂变材料不返回燃料循环，则核燃料循环没有闭合，因而称为开放式核燃料循环；如果在后处理工厂中从乏燃料中提取未消耗完的铀和积累的钚，然后再将它们送去制造新的燃料元件，这样的循环称为闭合式核燃料循环。

1) 开放式核燃料循环。瑞典和加拿大采用的是开放核燃料循环方式，该核燃料循环方式是热中子堆→乏燃料储存→燃料组件最终处置方式。

2) 闭合核燃料循环。闭合核燃料循环主要有以下方式：



法国、俄罗斯和我国等实施闭合核燃料循环的战略。在快堆尚未工业化之前，可在热中子堆中实现铀和钚的工业规模再循环。

美国采用的是中间方案，即在建设工业快堆之前对乏燃料进行储存。

1.1 铀—钚燃料循环

乏燃料后处理的主要商业产品是铀和钚。这些产品的使用价值取决于它们在核燃料循环中重复利用的方式。钚的核物理性质决定了它在快堆中燃烧更为合理。热中子堆燃烧过的铀中 ^{235}U 剩余含量为0.9%，略高于天然铀的富集度，既可用于快堆的活性区（作铀—钚混合燃料的基料），也可用于再生区增值钚。热中子堆再循环的合理性问题至少需要考虑下列四个方面，而且其中每一个方面对于重复利用的选择都具有独立的意义。

- 1) 钚和铀再循环的技术可行性。
- 2) 开放式燃料循环或闭合式燃料循环的经济性。
- 3) 核动力发展的路线和政策。
- 4) 核动力的生态安全，首先是高放废液处理处置或乏燃料直接处置的可靠性。

1.1.1 钚燃料循环

实现钚的再循环的基础是利用铀—钚混合氧化物燃料（MOX燃料），在MOX燃料中用等当量的钚代替易裂变的 ^{235}U 。根据所需的铀—钚重量百分比不同，铀—钚混合燃料的基料可用贫铀、天然铀或部分浓缩铀。

MOX燃料的核物理性质与铀燃料的性质不同，这个差别影响反应堆的物理参数。研究表明，若不改变热中子堆活性区的结构，则MOX燃料只能替换反应堆活性区中原来铀燃料的30%燃料组件。

为了充分利用钚，设计并建造了改进型轻水堆，使其活性区可100%装载MOX燃料。改进型反应堆的活性区采用密集结构，其易裂变核素的浓度提高到7%~8%，并用50%的重水代替轻水载热剂，从而可提高热中子的平均能量。

在辐照过程中钚同位素组成的变化限制了其重复利用的次数。钚的同位素组成与反应堆的类型、中子通量密度，铀燃料的初始富集度、燃耗深度、钚在循环间的储存时间等有关。表

1.6-1列出了钚多次循环时其同位素组成的计算结果。

表 1.6-1 钚的主要同位素组成及其各核素的价值 (%)

循环次数	钚的主要同位素组成				钚的价值
	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu	
0	59.08	21.93	13.99	4.5	82.4
1	50.52	21.91	16.33	11.25	73.4
2	49.23	20.94	15.67	14.17	69.6
3	48.73	20.59	15.35	15.29	68.1
4	48.67	20.48	15.25	15.61	67.6

不同的钚同位素对其相对价值的贡献是不一样的，与 $1\text{g}^{235}\text{U}$ 等值的 ^{239}Pu 、 ^{240}Pu 、 ^{241}Pu 和 ^{242}Pu 的质量分别为1.08、0.07、1.4和-0.48g。价值最高的是易裂变核素的 ^{239}Pu 和 ^{241}Pu ，核素 ^{240}Pu 的价值较小，而核素 ^{242}Pu 是中子吸收剂，因而对价值起负作用。

由表1.6-1中可以看出，同位素组成随循环次数的增加而引起的变化，使钚的“价值”降低。钚价值的定义为，现有的钚同位素组成与保证反应堆有同样的循环周期和能量释放所必需的钚之比的质量百分数。

由于钚的价值随循环次数的增加而降低，因而钚在MOX燃料中的总含量应随循环次数的增加而增加。例如：为了补偿3%~4%的“新鲜”铀，必须加入4.5%~5%的“新鲜”钚。而MOX燃料重复利用五次之后，需加入的钚达7.5%。但是，燃料组成的这种变化会使反应堆的控制复杂化。

下述措施可减少钚同位素组成变化的负影响：

- 1) 将经过几次循环的混合氧化物燃料按照一定比例与第一代铀燃料一道进行后处理。
- 2) 在用多次循环的钚制备混合氧化物燃料时添加“新鲜”钚。
- 3) 用天然铀作制备混合氧化物燃料的基材。

辐射本底增高是循环次数增加带来又一不良影响，它给钚以及MOX燃料的加工和运输都带来问题。

辐射本底增高的主要原因是核反应堆生成锕系元素，而在锕系元素中，五次循环后的中子辐射增高34倍，总放射性增大5.4倍。但主要的高能 γ 辐射体是 ^{241}Am ，它作为 ^{241}Pu 的 β 衰变体随时间逐步积累。 ^{241}Am 在提取的钚中的积累，对确定辐照燃料后处理日期具有重要意义。具体来说，后处理的日期应与用后处理得到的钚制备新的混合氧化物燃料的时间相近。钚经过长期储存后，在制备新燃料前必须对积累的镅进行去除，或者建立制备燃料的远距离控制技术。两种方法都需要增加费用。

表1.6-2列出了各种形态钚的储存期限。在此期限内加工钚无须附加防护。由于铀对二氧化钚的稀释，及燃料基材、燃料包壳和组件管套的自屏蔽效应等原因，辐照剂量减少，因而钚的储存期限可以延长。

表 1.6-2 各种形态钚的合理储存期限

储存形态	储存期限 (年)
PuO_2 粉末	2
混合氧化物, $\text{PuO}_2\text{-UO}_2$	4
$\text{PuO}_2\text{-UO}_2$ 燃料元件	10~13
MOX 燃料元件	13~20

表1.6-2中所列数据表明，不以纯二氧化钚，而以二氧化铀和二氧化钚的混合物作为乏燃料后处理的最终产品是合

理的。

1.1.2 铀燃料循环

铀燃料在反应堆中燃烧使其中易裂变同位素²³⁵U枯竭。因此,要重复利用从乏燃料中回收的铀,必须用添加易裂变同位素的方法恢复其活性。有三种方法可实现这个目标:

- 1) 将从乏燃料中回收的铀与由天然铀得到的浓缩铀混合。
- 2) 用从乏燃料中回收的铀作混合氧化物燃料的基材,用钚作裂变同位素。
- 3) 用同位素分离的方法使回收铀中²³⁵U的富集度浓缩到所需要的程度。

除了烧掉²³⁵U以外,铀的同位素组成还发生其他的变化,表 1.6-3 列出了压水堆(初始²³⁵U富集度为 3.25%)和沸水堆(初始²³⁵U富集度为 3%)中燃耗深度为 33 000 MWd/tU 的乏燃料中铀的同位素组成。从表 1.6-3 中可以看出,乏燃料中出现了在天然铀中所没有的²³²U 和²³⁶U,而²³⁴U 的含量比其在天然铀中的含量增加 2 倍。

表 1.6-3 压水堆和沸水堆乏燃料中铀的同位素组成

同位素	同位素含量 (%)	
	压 水 堆	沸 水 堆
²³² U	10 ⁻⁷	9.5×10 ⁻⁸
²³⁴ U	0.017	0.017
²³⁵ U	0.9	0.79
²³⁶ U	0.4	0.384
²³⁸ U	98.7	98.8

核素²³²U 是长衰变链的始祖核素,其子体²¹²Bi 和²⁰⁸Tl 是高能 γ 辐射体,它们的能量分别为 2.2 和 2.6 MeV。

在新鲜的后处理铀产品中还没有积累核素²³²U,放射性不高。因此,在进行各种操作时不需要采取任何专门的防护措施。但在燃料多次循环利用后,其量可增高 1 至 2 个数量级。因此,由于辐射本底增高,后处理铀的操作,特别是铀的装卸操作,六氟化铀的制备及燃料元件的再生产等操作,将会产生困难。

核素²³⁶U 积累也对铀的再循环也有不良影响。因为²³⁶U 是良好的中子吸收剂,它使铀燃料中的中子增殖降低。²³⁵U 俘获中子生成²³⁶U,结果有大约 15% 的²³⁵U 不能参加裂变过程。因此,新燃料中再生铀的²³⁵U 富集度应该提高,以补偿²³⁶U 的影响。这个补偿值大小取决于反应堆的类型,中子能谱及其他因素。

应当指出,铀同位素的组成朝²³²U、²³⁴U 和²³⁶U 增加的方向变化,不仅在反应堆内照射各代后处理再生铀时,而且用传统方法浓缩铀时都出现上述情况。例如:不补充天然铀而将后处理的再生铀中的²³⁵U 富集到 3.55% 时,铀中²³⁶U 的浓度将增加至 1.19%,²³⁴U 增加 0.1%,如果将这种燃料送入反应堆,那么下一次再循环将使²³⁶U 的含量进一步增高,因此必须相应提高²³⁵U 的富集度。

在富集²³⁵U 过程中用天然铀稀释后处理再生的铀,可降低燃料中的²³²U 和²³⁶U 的含量,与其在天然铀中的水平相当。但是,随着核动力的稳定增长及燃料循环中再生铀份额的增加,不能长期采用这种循环策略。

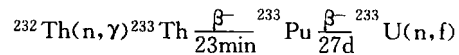
采用激光富集的方法,可以解决从动力堆燃料循环提取²³²U 和²³⁶U 的问题,该方法能得到单种同位素产品。另一种替代方法是,将轻水堆回收的铀送入铀富集度接近天然铀的反应堆(例如 CANDU 堆)中燃烧,使其燃烧到贫铀水

平。这样燃料已无再循环的必要。

1.2 铀—钍燃料循环

钍有 13 种同位素(²²³Th~²³⁵Th)。天然钍含 6 种放射性同位素,其中主要是²³²Th,它的半衰期为 1.4×10¹⁰ 年,是钍放射性系的母体。

²³²Th 可应用于转换或增殖反应堆中,在铀—钍燃料循环中²³⁵U 或²³³U 是裂变材料,²³²Th 是转换材料。²³²Th 俘获热中子后,经两级衰变生成易裂变材料²³³U:



钍在地壳中储量为铀的 3 倍。工业上,钍是开采稀土或开采铀矿的副产品。钙还原 ThO₂ 或电解 ThF₄ 可生产金属钍。钍可用各种标准方法加工,但难于焊接。钍易于合金化,Th-20U, Th-20Pu, Th-20Pu-4U 和 Th-20Pu-4U-8Zr 是有希望的快堆燃料。铀—钍或钍的氧化物或碳化物是钍循环反应堆,特别是高温气冷堆的燃料。

铀钍混合陶瓷燃料是铀钍混合氧化物、碳化物或氮化物陶瓷燃料的统称,以(U, Th)O₂、(U, Th)C₂[或(U, Th)C]及(U, Th)N 表示。铀钍混合陶瓷燃料含有易裂变核素²³⁵U 和可转换核素²³²Th,是钍循环高温气冷堆的一种重要燃料体系。它也可能用在轻水增殖堆或加压重水堆中。

在钍循环水堆中,使用的铀钍混合陶瓷燃料主要是混合氧化物[(U, Th)O₂]。它具有很高的熔点,可以在很高的温度和比功率下工作。它 also 具有高的热导率,因此在相同的功率下,燃料温度较低,裂变产物释放也就减少。它的化学稳定性也较好。

铀钍混合氧化物芯块的制造方法基本和二氧化铀的相同。在钍循环高温气冷堆中,只有在非分离钍循环时,才使用铀钍混合陶瓷燃料(U, Th)O₂ 和(U, Th)C₂。碳化物与氧化物比,熔点低,但热导率高,单位体积内裂变原子数多。在高温堆中,这两种芯核(燃料微球)的选择,决定于多种因素的综合考虑,即辐照下芯核迁移(称阿米巴效应)、裂变产物和包覆层间的作用、金属裂变产物的释放、芯核和湿气的作用和制造的难易程度。铀钍混合氧化物或碳化物芯核主要采用溶胶凝胶法制造。早期也采用粉末团聚法。

目前钍的转换正在以(U, Th)C₂ 颗粒弥散在石墨基体内形成的弥散燃料在高温气冷堆作尝试。因铀—钍循环仍存在众多的技术关键,主要是在后处理过程中既要分离²³⁵U 与 Th,又要从 Th 中萃取²³³U,还要分离裂变产物。另外,乏燃料中混有少量放射性很强的²³²U,与²³³U 很难分离。所以其后处理工艺比铀—钍循环的要复杂得多。尽管在这些难题被解决之前,²³³U 燃料的利用不会提到日程上来,但由于钍的蕴藏量比较丰富,²³³U 又是具有良好核性能的易裂变核素,所以钍—铀循环也将会得到发展。图 1.6-2 示出典型的钍—铀燃料循环。

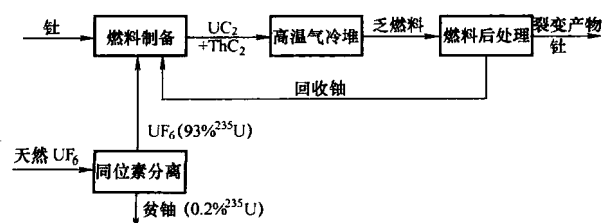


图 1.6-2 钍—铀燃料循环

2 核燃料循环的组成

2.1 铀矿地质勘探

核工业的地质勘探主要研究核能资源铀、钍在自然界中的分布、富集、赋存状态并实施找矿勘探的地质行业。其研究领域包括天然放射性元素在地壳各类岩石、水圈、生物圈中的丰度、地球化学特性、迁移聚散方式、富集规律、找矿方法及开发利用条件等。核燃料体系主要关注铀资源的找矿与勘探。采用最有效的手段或方法,编制出可供矿山设计和开采的储量勘探报告。

以找矿为主要任务的铀矿地质作业按以下四个阶段进行:

- (1) 区域地质调查。
- (2) 铀矿普查。
- (3) 地质勘探。
- (4) 开发勘探。

由于地质勘探工作的深入,露出地表容易被发现的铀矿床日益减少,找矿的深度和难度逐渐增大。它要求更深入探讨和完善铀矿成矿理论,综合使用各种找矿手段和开拓新的找矿方法。由此出现诸如板块理论、成矿实验、数学地质、遥感技术以及模式找矿等新理论、新技术。

20世纪60年代起,美国领先开展了系统的铀资源远景预测评价工作,对未来的能源结构提前进行合理规划。中国也从1985年开始分期分批地开展了类似工作。

2.2 铀矿的开采

铀是化学性质活泼的元素,因此不以天然纯金属状态存在,而是以氧化物、磷酸盐、硫酸盐、钒酸盐、硅酸盐和碳酸盐等矿物形式存在。以铀作为主要成分或附带成分的矿物有几种,以原生矿物存在的闪铀矿(闪铀矿 UO_2)、沥青铀矿(UO_2 型)、钛铀矿 $[(\text{U}, \text{Ga}, \text{Fe}, \text{Th}, \text{Y})_3 \text{Ti}_{15} \text{O}_{16}]$ 等构成伟晶岩相,产于脉型矿床中。此外,还有从高温热水中析出的型式。多数的铀矿床是原生矿物发生溶解并重新析出的次生矿物。

加拿大、美国和南非的铀资源蕴藏量很多,近年来,在澳大利亚和中亚不断发现有希望的铀矿区。此外,在马达加斯加和南非还蕴藏有与钍等作为共生的矿物的磷铀钼矿型的矿床。

铀矿床的品位一般约为(0.1%~0.3%) U_3O_8 ,而铀资源在低品位矿床中的量是相当多的。

铀矿石开采的方式主要有地下开采和露天开采。对于沉积型的大型矿床采用剥离表土的露天开采法。对于脉型矿床采用坑道开采法,其实和金属矿山没有什么差别。在铀矿山采矿时所存在的问题是,铀在自然衰变时所产生的放射性氡气的照射管理,放射性粉尘的管理,以及在通常情况下共存的极微量镭的放射性危害。

近年来,对一些埋藏深、品位低、围岩圈闭条件较好的矿山也采用了化学开采法。

- (1) 地下开采法。
地下开采法适用于开采离地面较深的铀矿床。
- (2) 露天开采法。
露天开采法适用于离地面较浅的铀矿床。
- (3) 化学采矿法。

化学开采法又称地浸法。通过一系列钻孔把稀酸(碱)化学溶剂直接注入地下矿体内浸出,经抽出孔回收含铀的浸

出液,到地面进行水冶处理。当前只适用于含矿地质体自身胶结较松散、透水性较好的中、新生代砂岩型层状、似层状矿床;矿化主岩多为各种砂岩、砂砾岩。要求含矿层为埋藏于地下水水面以下的充水岩石;其产状相对平缓,倾斜角最好在 $5^\circ\sim 10^\circ$ 以内;且其顶、底板岩层为隔水层,使浸出液处在一种上下相对封闭的有效环境中,不致大量流失。化学开采法投资少、周期短、成本低、效率高。

2.3 铀的冶炼

天然铀冶炼通常分为三个阶段进行,即先把铀矿石加工成铀化学浓缩物,再把化学浓缩物精制成为核纯产品,最后将其还原为金属铀或转化为六氟化铀。

2.3.1 铀矿石加工

铀矿石加工是天然铀冶炼的第一步。由于每吨铀矿只含有1kg最多到几千克的铀,对原矿石不加处理就进行远距离运输是不合算的,因此,通常是在离采场不远的地方进行化学处理,其任务是将具有工业品位或经物理选矿的矿石(含铀量为0.05%~0.3%)加工富集成含铀量较高的中间产品即铀化学浓缩物,做成叫做黄饼的中间产品。通常采用湿法化学处理,称为铀的水冶。

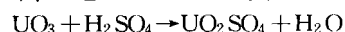
(1) 矿石准备。

矿山开采出来的矿石需经破碎磨细等工序处理,使矿石粒度满足浸出要求。

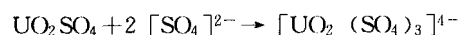
(2) 矿石浸出。

由于矿物的种类不同,水冶方法当然也是不一样的。可根据矿石的种类,分别采用酸法浸出和碱法浸出。为了提高浸出率,尤其对沥青铀矿型析出和回收,发展了更先进的离子交换法和溶剂萃取法。

1) 酸浸出法。酸法浸出是采用硫酸作浸出剂。浸出时生成的硫酸铀酰离子能溶于溶液中,通常在 $40\sim 80^\circ\text{C}$ 下浸出3~8h,浸出率可达85%~97%。其反应方程式为



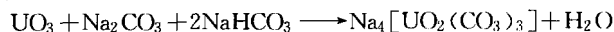
和



2) 磷酸盐浸出法。把浸出液中的铀还原成四价铀,以磷酸盐的形式析出。用这种方法时,浸出液的一部分酸能够循环使用。

3) 碳酸盐浸出法。是向碱浸出液中吹入高温的二氧化碳,或额外地加碱,使铀析出,并把浸出液再生,进行回收。

4) 碱浸出法。对于含碳酸过多的铀矿石工业上多用碱法浸出。常用碳酸钠或碳酸氢钠的混合液作浸出剂,生成能溶于浸出液中的碳酸铀酸盐。其反应方程式为

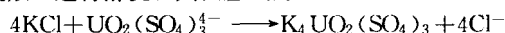


(3) 铀的提取。

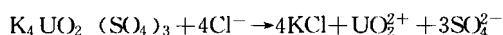
将浸出液中的铀与其他杂质分离,使铀得到部分浓集的工艺过程称为铀的提取。提取方法有三种,即离子交换法、溶剂萃取法和埃利克斯法。

1) 离子交换法。利用固体树脂与浸出液间的化学置换反应,将含铀离子交换(或吸附)到固体树脂中去。再用酸类及其溶液进行淋洗(或解吸),得到纯化又浓集的铀溶液。

对硫酸(或碳酸盐)浸出液,采用如 Cl^- 型和 NO_3^- 型阴离子交换树脂吸附内含的铀酰络合阴离子。再用1M的盐酸(或硫酸)进行淋洗。其反应式为



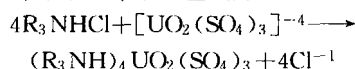
和



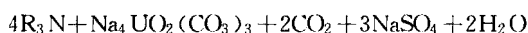
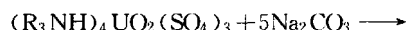
吸附过程是在吸附塔中进行的。在吸附时,某些如 Si、Mo、S 及 Ti 等离子在树脂上逐渐积累,使树脂的交换功能下降。这种现象称为树脂中毒。中毒的树脂可用不同浓度如 10% 的 NaOH-NaCl 溶液再生(或称解毒)。

2) 溶液萃取法。利用有机溶剂(称有机相)与含铀水溶液(称水相)混合接触,使水相中的铀萃取到有机相,再反萃取到水相,从而分离杂质达到提取的目的。典型的商用工艺有阿麦克斯(AMEX)法和达派克斯(DAPEX)法。它们分别采用胺类和磷酸类萃取剂。

阿麦克斯法用烷基叔胺(30%~70%)作萃取剂,3% 的脂肪族乙醇作稳定剂,煤油作稀释剂,在搅拌沉淀槽中进行逆流萃取。萃取和反萃取反应式为



和



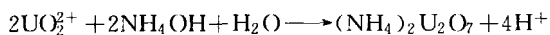
饱和有机相要用酸化水洗涤,除去有机相夹带的杂质。

胺类溶剂具有很高的选择性,可分离大部分杂质(包括 Fe^{3+}),但因此降低了该溶剂的萃取能力,需加热并加入 10% 的 Na_2CO_3 溶液处理使有机相再生。

3) 埃利克斯法。结合使用吸附和萃取将饱和铀树脂的淋洗液直接萃取而获得高纯度铀溶液的方法。这种方法多用于杂质较多的浸出液,又便于工艺废水的循环使用,从而降低试剂消耗。

(4) 铀化学浓缩物的沉淀。

将硫酸浸出液经吸附或萃取法处理后的溶液,再用 NH_3 、 $NaOH$ 、 $Ca(OH)_2$ 及 MgO 等进行中和,使重铀酸盐沉淀下来,即



沉淀物经压滤,在 120~175℃ 温度下干燥,获得了称为黄饼的化学浓集物。其 U_3O_8 含量为 40%~80%。

2.3.2 铀的精制

由于铀化学浓缩物中仍含有大量杂质,需进一步提纯达到核纯程度,并将其制成易于氢氟化的氧化物,这一工序统称铀的精制。精制产品可以是硝酸铀酰、重铀酸铵、三碳酸铀酰铵、八氧化三铀、三氧化铀、二氧化铀等。

精制铀的方法有化学沉淀法、离子交换法和溶剂萃取法等。沉淀法比较陈旧,工艺复杂、成本高。目前各国多采用溶剂萃取法,该法的主要优点是选择性好、回收率高、设备简单、操作方便,易于实现连续化和自动化。

精制工艺的基本流程图如图 1.6-3 所示。由于工业规模的处理量大,对于有机相和水相的接触(萃取或反萃取)与

分离(分段输送)实际采用两种方法。一种方法是用一个带有高速搅拌器的箱式混合澄清器进行。另一种方法是脉冲柱法,即在塔状圆筒中间放置带孔的筛板,当比重小的有机相上升时,起一定的保持作用,再利用加给的压力脉冲,使微小的、分散的有机相在带孔筛板的间隔处与水相逆流接触并上升。把每升约有 100g 铀并含有少量游离硝酸的水相蒸发浓缩,然后用喷雾焙烧法在 400~700℃ 下焙烧制成 U_3O_8 。

在大约 800℃ 下,把 U_3O_8 并用氨气还原成 UO_2 。再利用下面的反应制成 UF_4 ,即



如果对反应的温度和处理气体的流量控制得不够恰当,那么在产品中就会含有 UO_2F_2 和由逆反应生成的 UO_2 和 U_3O_8 。如果温度过高, UF_4 成为烧结状态,就会妨碍以后的反应。根据这些情况,研究了连续处理法,开展了搅拌床法、振动架法、流动床法、移动床法等研究工作。

进行提炼所采用的主要工艺流程:

- 1) 盐酸溶解黄饼。
- 2) 用系金斯塔阴离子交换树脂精制。
- 3) 把 UO_2Cl_2 电解还原成 UCl_4 。
- 4) 加入 HF 水溶液沉淀出 $UF_3 \cdot 3/4H_2O$ 。
- 5) 进行脱水处理制成 UF_4 。

工艺中的大部分都是采用水溶液处理,因此叫做湿法。

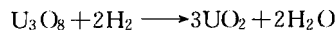
2.3.3 铀的化学转换

铀的化学转化是把铀水冶厂精制的天然八氧化三铀(黄饼)或二氧化铀等中间产品制成铀的氧化物、氟化物和金属铀的过程。

从铀精制厂生产出来的 UO_2 通常不能直接用于核电站,例如使用金属铀做燃料的反应堆需要天然金属铀或铀合金,因此需将精制产品 UO_2 ,经氟化转化成 UF_4 ,再用 Ca 或 Mg 还原而制成金属铀锭,经成型加工后方可用于反应堆中做燃料。此外轻水堆核电站均采用稍浓缩的氧化铀燃料,而精制厂生产的 UO_2 为天然铀,不能满足要求,因而需将 UO_2 转化成 UF_4 ,再经进一步氟化成 UF_6 ,经扩散厂富集成较高富集度的 ^{235}U 后,再将富集的 UF_6 转化成 UO_2 ,经加工制成元件后才能在轻水堆核电站中做燃料使用。

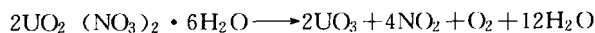
(1) 二氧化铀制备。

天然二氧化铀是生产重水堆燃料棒束的重要原料,也是制取四氟化铀、六氟化铀和金属铀的重要中间产品。将八氧化三铀(粉末)在卧式回转炉中加热至 800~870℃ 用氢气直接还原便可制成二氧化铀(粉末),其反应式为

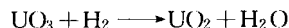


也可用重铀酸铵(ADU)或三碳酸铀酰铵(AUC)作原料制备 UO_2 。

由于重水堆燃料具有较高的化学纯度,要求其总硼当量较低,上述 UO_2 需经硝酸溶解,然后在脉冲筛板塔中用溶剂萃取法制得高纯硝酸铀酰溶液,最后再转化为核纯陶瓷级 UO_2 粉末。反应式为



和



上述反应分别在 300~450℃ 和 600~800℃ 下进行。

(2) 四氟化铀制备。

UF_4 是生产金属铀和 UF_6 的关键中间产品。其制备方法有湿法和干法两种。原料均采用 UO_2 。

1) 湿法。在装有 UO_2 物料的衬胶溶解槽内注入盐酸和氢氟酸生成络合溶液,接着再渐渐注入 40% 的氢氟酸便生

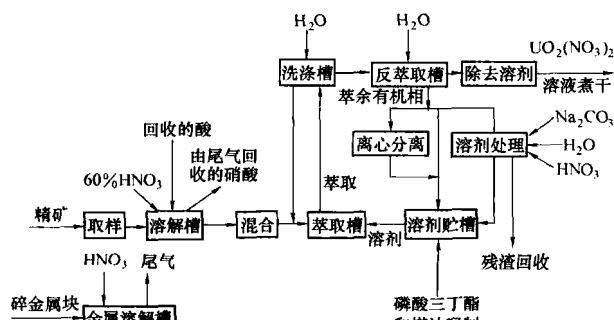
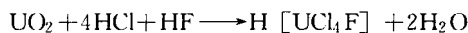


图 1.6-3 精制工艺—溶剂萃取法

成 UF_4 ，反应温度约为 $60\sim 70^\circ\text{C}$ 。其两步反应式为

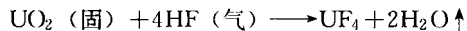


和



最后用真空过滤机过滤沉淀浆液，再经造浆、洗涤、干燥和煅烧获得含水量低的 UF_4 。

2) 干法。采用无水氟化氢在 $350\sim 600^\circ\text{C}$ 把 UO_2 转化为 UF_4 ，其反应式为

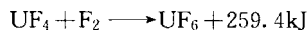


反应炉常用卧式搅拌床、流化床或移动床。干法因流程短而经济性好，在工业上得到广泛应用。

日本动燃团曾开发一种从矿石直接生产核纯 UF_4 的直接精制法。法国 Pechiney 公司也研究了类似的工艺。该法用电解法把 UO_2Cl_2 溶液还原成 UCl_4 ，再加氢氟酸溶液沉淀出 $\text{UF}_4 \cdot \frac{3}{4}\text{H}_2\text{O}$ ，最后进行脱水处理制成 UF_4 。此法目前尚未达到工业应用。

(3) 六氟化铀制备。

六氟化铀是目前用于铀同位素分离中唯一气态的铀化合物。工业上制取 UF_6 的主要方法是用元素氟高温处理 UF_4 ，即



生产 UF_6 所用的设备也在不断改进，从固定床、移动床发展到流态化反应炉等。目前应用较多的是火焰反应炉。

(4) 六氟化铀转化成二氧化铀。

由于二氧化铀具有的物理和化学性质能满足核燃料的基本要求，例如，它的熔点高达 2800°C （金属铀熔点为 1132°C ），在反应堆内对工作温度的适应性强； UO_2 中的氧的热中子吸收截面很小，所以中子经济性好；二氧化铀在堆内长期辐照下能保持其尺寸形状稳定，抗水腐蚀性好，与包壳材料有良好的相容性等优点。目前动力堆主要用二氧化铀作燃料。

目前有实用价值的有下列五种工业上应用的转化工艺：

1) ADU 法（重铀酸铵流程）。ADU 流程是最早实现工业规模生产陶瓷二氧化铀粉末的方法。它既适用于 UF_6 ，也适用于 $\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$ 作原料，还能处理生产过程中不可避免地产生的废品和废料，不需另设回收工艺。经多年实践证明，它是一条适用于芯块制备的 UO_2 粉末制备流程，至今还用于工业生产中。但该流程长，废水处理量大，粉末冶金加工性不好，致使芯块成品率低。

2) AUC 法（三碳酸铀酰流程）。AUC 工艺由联邦德国开发。该工艺的转化阶段工序较少，所得 UO_2 粉末含氟量低，加工性能好，因而芯块成品率高。

3) 全干法工艺。全干法流程（IDR 流程），又称转炉法，由英国开发，法国也采用此法。在流化床中一步实现从 UF_6 到 UO_2 粉末的转化。干法有流程短，生产量大，废液处理量少，铀的直接回收率高，并对环境污染小等优点，但由此法制备的粉末的流动性较差。

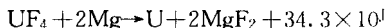
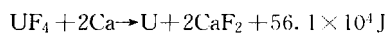
4) 流化床法。流化床法简称 FBP 流程。FBP 流程从 UF_6 转化成 UO_2 的化学反应与全干法流程相同，气态 UF_6 与水蒸气、氢气在流化床反应器中进行气相反应，生成 UO_2 粉末。

5) 火焰反应法。火焰反应法简称 FRP 流程。它用 UF_6 在氢氧火焰中反应转化成 UO_2 。

(5) 金属铀制备。

以 UF_4 为原料，与金属钙或金属镁反应制得金属铀，

反应式为



工艺过程是在高纯 CaF_2 或 MgF_2 衬里的还原装置内进行的。用金属钙做还原剂时，混合粉末发生瞬间反应所释放的热量足以使金属铀和熔渣分离。而用金属镁做还原剂时，还原装置需置于电炉内加热到 $600\sim 700^\circ\text{C}$ ，引发镁热还原反应，温度迅速达到 $1500\sim 1600^\circ\text{C}$ ，使铀和 MgF_2 同时熔化。冷却后金属粗铀沉积在反应装置底部，而 MgF_2 熔渣浮在表面。然后去除熔渣，经酸浸、水洗、喷砂清理表面，得到金属铀粗锭。

2.4 铀同位素分离

由同位素混合物中提高所需要同位素的含量的工艺称为浓缩。在原子能领域内进行 D (^2H)、 ^6Li 、 ^{10}B 以及 ^{235}U 等的浓缩。

所谓铀的浓缩，就是用特殊的方法将天然铀中的 ^{235}U 浓缩到一定富集度的工艺过程。铀元素在自然界存在三种同位素，即 ^{238}U 、 ^{235}U 和 ^{234}U ，其中最重要的是 ^{235}U ，因为它是天然存在的唯一易裂变核素。天然铀中含 99.28%（原子）的 ^{238}U ，0.71%（原子）的 ^{235}U 和 0.006%（原子）的 ^{234}U 。 ^{235}U 丰度高于天然铀中 ^{235}U 丰度的铀称为富集铀。

把 ^{235}U 由天然丰度富集到 1.5%~4% 的富集铀，可用作轻水或石墨慢化的动力堆的燃料。富集到 90% 或更高富集度的铀可用作核武器装料；也可与钍混合作为高温气冷堆、轻水增殖堆的燃料。高富集铀还用于研究（试验）堆以提高所需的中子注量率，也可用于高功率密度的各种轻便动力堆。

最初的铀富集技术是在极保密的情况下发展起来的。20 世纪 40 年代初，美国曼哈顿工程计划就开发了四种富集方法，即热扩散法、电磁法、气体扩散法和气体离心法。1944 年世界上第一次公斤量级的 ^{235}U 是在美国橡树岭（Oak Ridge）用电磁法分离出来的。其前级富集是用热扩散法把天然丰度的 ^{235}U 富集到丰度为 0.86%，然后供入电磁分离器进一步富集到武器级丰度。1945~1946 年间证明气体扩散法要比其他三种方法优越，先后停止了其他三种方法的工业开发。从此以后直到 20 世纪 80 年代，气体扩散法一直在富集铀方法上占主导地位。至今世界上大部分富集铀仍然是用气体扩散法生产的。但气体扩散法有很大的缺点，主要是耗电量大，约占成本的 70%，此外工厂的基本建设投资也很大。

在 20 世纪 70 年代，第二种富集铀的气体离心法开始进入实用阶段。这种方法虽然在曼哈顿计划时已开始研制，但是因为离心机构造复杂，所以在很长一段时间内未取得突破性进展。气体离心法的单级分离能力小，需要大量离心机，技术要求也很高，但其耗电量却大大低于气体扩散法。

铀同位素分离工厂的生产能力，通常用年产若干吨分离功单位来表示。工厂的基本建设投资、运行费用、电能消耗均大致同这个数值成正比（规模太小的工厂例外）。在研究过的各种分离方法中，已具备工业应用价值的有三种，即气体扩散法、高速离心法和喷嘴分离法。近期正在研究的激光法和化学交换法也有希望获得实际应用。

铀同位素分离三种方法的共同点是：

- 1) 单个单元的分离效果都很小。为了达到所需的同位素浓度，必须把许多单元（级）串联起来，成为“级联”；
- 2) 被分离的介质须呈气体状态，可用的铀化合物只有

六氟化铀，由于它的毒性和腐蚀性，在大量操作时出现许多特殊的工艺问题；

3) 耗电量和基建投资非常大，使分离功价格高昂。

2.4.1 扩散法

这是目前已实现工业应用的唯一大规模生产方法。它的原理是基于两种不同分子量的气体混合物的热运动平衡时，两种分子具有相同的平均动能，而速度不同。较轻的分子的平均速度大，较重的分子的平均速度小，两种分子的平均速度与质量的关系为

$$v_1/v_2 = \sqrt{M_2/M_1}$$

式中： v 代表平均速度； M 代表相对分子质量。

密闭在容器内的气体分子，与其温度相对应进行着自由热振动，在气体分子相互碰撞的同时，也与容器壁碰撞形成气体压力。较轻的分子同容器壁和隔膜（图 1.6-4 中的 2）碰撞的次数，相对于它的浓度来说，要比较重的分子多些。隔膜具有容许分子通过的微孔。气体通过微孔的速度，可以用克努森（Knudsen）公式给出，即

$$G(\text{g 分子/min}) = \frac{4a^3}{3l} \sqrt{\frac{2\pi}{MRT}} (p_h - p_l)$$

式中： a 为孔径； l 为管路长度； M 为相对分子质量； R 为气体常数； T 为热力学温度； p_h 是高压侧的压力； p_l 是低压侧的压力。

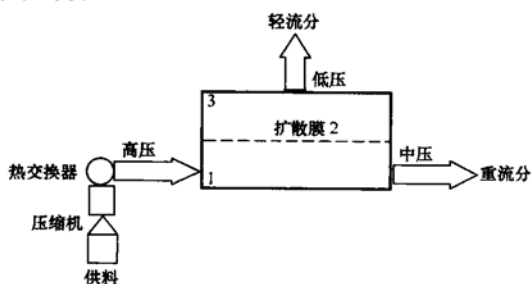


图 1.6-4 扩散法分离 ^{235}U 的原理

两种组分（含 ^{235}U 和 ^{238}U 的六氟化铀气体）就以不同的速度通过多孔膜而扩散。但为了实现分离，还要求气体流过微孔时，很少发生分子间的相互碰撞。为此，多孔膜的孔径须小于气体分子的平均自由程。气体的密度越低，平均自由程就越长。用扩散法分离同位素的条件是，气体压力必须足够低，膜的孔径必须足够小。多孔膜每平方米有几亿个微孔，孔径约为 $0.01 \sim 0.03 \mu\text{m}$ 。多孔膜（又称为扩散膜或分离膜）的研制是气体扩散厂的主要技术关键。具备了上述条件，当六氟化铀气体流过扩散级时，一部分气体从高压腔 1 通过扩散膜 2 进入低压腔 3，在低压侧 ^{235}U 有微小的加浓，在高压侧 ^{235}U 被贫化了，实现了两种同位素的分离。

因为 UF_6 气体是化学性质活泼的强腐蚀性的气体，所用隔膜材料是耐腐蚀的镍、氧化铝或聚四氟乙烯。为了加大通过隔膜的气体流量，在一定的面积内必须做有很多微孔，另外还要增大隔膜前后的压差，所以隔膜材料必须具有足够的机械强度。

由于单级的分离效果极小，为了达到 3% 的加浓度，便需要把一千多个扩散级串联起来。生产 90% 以上的高浓铀需要串联数千个扩散级。由于须把气体不断地重新压缩，使它通过扩散膜，扩散厂要消耗大量的电能，大型扩散厂每公斤分离功单位约需消耗 $2500 \sim 3000 \text{ kWh}$ 的电能。

为了把通过隔膜的低压 UF_6 作为下一级的供料，需用压气机提高气体压力。在压缩过程中，由于气体是绝热压缩而发热，所以在压气机的后面必须装设冷却器。为了降低压

缩机和冷却器的设备费用，把隔膜加工成圆筒状或平板状，把同一级隔膜并列地装在如图 1.6-5 所示的一定容器内，把这个容器叫做扩散筒。每个扩散筒装上一台冷却器，构成如图 1.6-6 所示的级联要素。

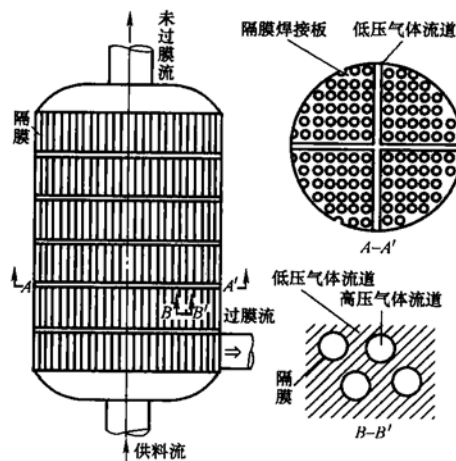


图 1.6-5 扩散筒的原理

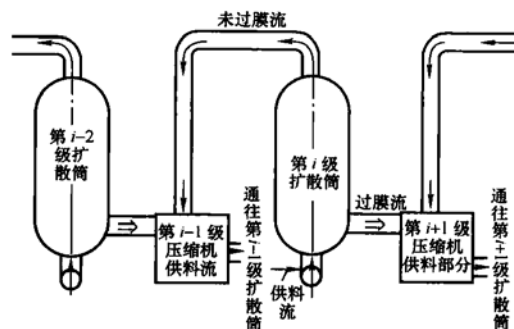


图 1.6-6 气体扩散级联的构成

图 1.6-7 是马顿桑研究的例子，表示浓缩流分离系数为 1.0017、年产 2000t 3% 浓缩铀的级联设计。在理想级联中必须改变每一级的隔膜面积、 UF_6 气体流量以及压缩机和冷却器的大小。在方形级联或梯形级联中通过把设备标准化能够降低成本。如图 1.6-7 所示的级联设计就能大幅度地改变 UF_6 的循环。

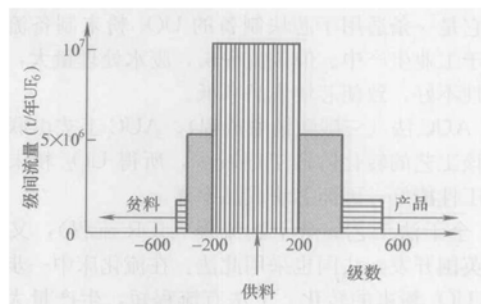


图 1.6-7 气体扩散级联

隔膜的质量和价格，压缩机、冷却器的效率和制造费用是采用扩散法浓缩铀的重要经济性指标。

2.4.2 离心法

与旋转体具有同一角速度 ω 均匀旋转而不进行其他运动的等温气体，在把旋转轴作为中心轴的圆柱坐标系内，沿半径方向的气体压力梯度为

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} = \omega^2 r$$

式中： p 为气体压力； ρ 为气体密度。

遵守气体状态方程

$$p = RT\rho/M$$

那么沿半径方向的气体密度分布为

$$\rho(r) = \rho(0) \exp\left(\frac{M\omega^2 r^2}{2RT}\right)$$

重、轻同位素都分别遵守上述密度分布规律，在中心轴处两者的浓度比与在圆周边缘部分两者的浓度比的比值，就是理论的平衡分离系数，为

$$\alpha_0 = \exp[(M_B - M_A)v^2/2RT]$$

α_0 近似与分子量之差、圆周速度的平方成比例。

在高速旋转的离心机中，由于很强的离心力场的作用，

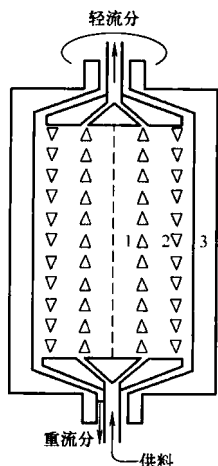


图 1.6-8 高速离心法分离铀同位素

可以实现轻、重同位素的分离。在离心机中，较重的分子靠近外周浓集，较轻的分子靠近轴线浓集。从外周和中心分别引出气体流就可能得到略为贫化与略为加浓的两股流分，如图 1.6-8 所示。用加热或机械方法使两股气体在离心机中沿轴向逆向流动，可加强分离效果。

为了提高分离效率，要在不破坏离心力场中各组分平衡分布的情况下供料，因此有同流型和逆流型两种离心机，另外在逆流型中还分为内循环型和外循环型两种类型。由于随着旋转圆周角速度的提高，中心轴与转筒壁处的压差变大，所以要做到不干扰压力分布进行供给和取出 UF_6 气体是困难的。有如下几种方式：

1) 利用旋转轴口的格罗思 (Groth) 方式或称为轴—轴方式 (见图 1.6-9)。

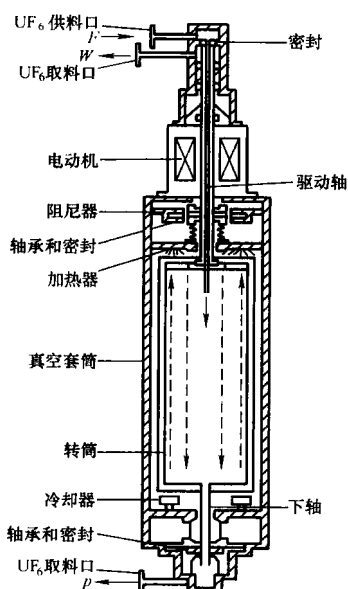


图 1.6-9 轴—轴方式离心机

2) 在转筒内插入不旋转的固定轴，通过固定在这个轴上的横管或圆盘，从周围压力高的区域取出气体的基坡 (Zippe) 方式或称为铲斗型 (Scoop) 方式 (见图 1.6-10)。

3) 在接近端板的外围区域开有小孔，当加快旋转时，由于内部的气体压力升高，而把气体吹出来的端板方式 (见图 1.6-11) 等。

如果按照科恩 (Gohen) 的分析，在这种浓度梯度的离心力场中，由于气体分子的扩散运动，理论的最大分离本领为

$$\delta U_{\max} = \rho D \left[\frac{(M_2 - M_1) v^2}{2RT} \right]^2 \frac{\pi L}{2}$$

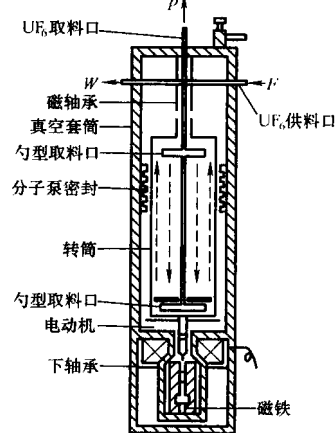


图 1.6-10 铲斗型离心机

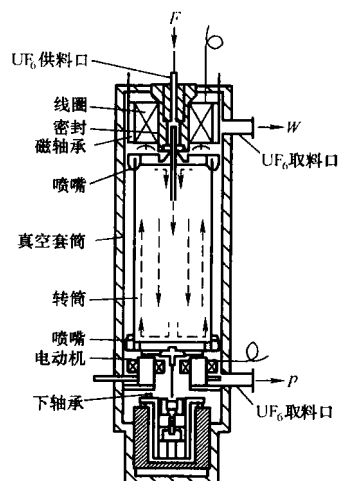


图 1.6-11 端板方式离心机

也就是说，按照这个分析，最大分离本领与转筒的圆周速度的四次方成比例。根据逆流型离心机内轴向流型的流型效率 K 和逆流循环流量参数 m ，分别得出如下所示的外循环型和内循环型的实际分离本领：

$$\delta U = K \frac{m^2}{1+m^2} \delta U_{\max}$$

和

$$\delta U = 0.81K \frac{m^2}{1+m^2} \delta U_{\max}$$

因此，实际分离本领近似与圆周速度的平方成比例。

一般来说，对于一定型式的离心机，如果增加供料流量，则级分离系数变小。另一方面，假如流量为零，虽然分离系数达到平衡，但是离心机并没有做功。所以，表示单台分离本领的曲线在这一点处具有极大值。这样，必须求出离心机的每种结构形式的操作条件的最佳值。如果根据实验求出了浓缩流的分离系数 α 以及贫化流的分离系数 β ，那么用下式可以求出每一台的分离本领，把它与理论的最大分离本领之比叫做离心机的分离效率：

$$\delta U = F \frac{\alpha(\beta-1)\ln\alpha - (\alpha-1)\ln\beta}{\alpha\beta-1}$$

离心机的生产能力取决于转筒的转速和长度。高速转筒

承受极大的周向拉伸应力，材料强度限制了单个离心机的尺寸。通过发展高比强度的材料，如特殊铝合金、高强度合金钢、钛合金和高强度纤维复合材料等，以提高离心机转速，可使生产能力增大到经济上合算的程度。表 1.6-4 给出了适合用于制造转筒的各种材料。

表 1.6-4 适合用于制造转筒的各种材料

材料	比重	拉伸强度 (10/MPa)	比强度 (10/MPa)	产生的离心应力(10/MPa)		
				300m/s	400m/s	500m/s
高强度钢	7.8	140	18	71.6	127.5	199
高强度铝合金	2.8	60	21.4	27.4	45.8	71.4
钛合金	4.7	105	22.3	46.0	46.8	120
玻璃纤维	2.5	175	70	24.5	40.9	63.8
硼纤维	2.5	260	104	24.5	40.9	63.8
碳纤维	2.0	210~280	105~140	19.6	32.7	51.0
石墨须晶	2.2	2100	955	21.6	36.0	56.2
玻璃纤维复合材料	2.1	约 105	约 50	20.6	34.3	53.5
石墨纤维复合材料	1.5	约 90	约 60	14.7	24.6	38.3

在同位素分离上，离心机远比扩散膜有效。由于单个离心机的生产能力太小，要达到一定的工业生产规模，在各级中必须并联许多台离心机。

与扩散法相比，离心法的优缺点是：

- 1) 电能消耗小，约为扩散法的 1/10。
- 2) 小规模厂也相当经济，便于配合需要，由小到大地逐步发展。
- 3) 投资较大。
- 4) 运行费用较低。

2.4.3 喷嘴法

喷嘴法的原理是：用大量（约 95%）氦气或氢气稀释的六氟化铀气体，通过狭缝喷嘴（见图 1.6-12）而膨胀，在膨胀过程中加速到超声速的气流顺着喷嘴沟 2 的曲面壁弯转。像在离心机中一样，轻、重分子受到不同的离心力，使同位素部分地分离，较重的分子靠近壁面浓集，较轻的分子远离壁面浓集。

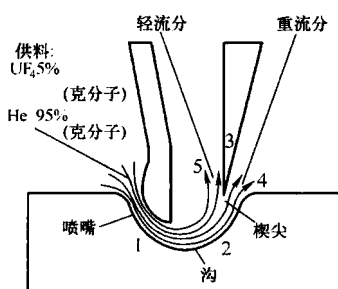


图 1.6-12 喷嘴法分离铀同位素的原理

这种方法每个单元的分选效果也很小，介于扩散法与离心机法之间，同样需将大量的分离喷嘴串联起来成为级联。

2.4.4 激光法

根据同位素粒子（原子或分子）在吸收光谱上的微小差别，应用单色性极好的激光有选择性地将某一种同位素粒子激发到某一特定的激发态，再采用物理的或化学的方法将激发的同位素粒子与未激发的其他同位素粒子分开。

激光法可用于分离许多元素的同位素，其中以铀同位素分离最为重要，发展很快。激光铀同位素分离又分原子激光法和分子激光法，特别是原子激光法近年来发展最快，已进

入工业化论证阶段。

原子激光法的全称为原子蒸发激光同位素分离法（AV-LIS），其原理如图 1.6-13 所示，整个装置包括激光器系统和分离器系统两大部分。用电子枪加热金属铀，产生高温铀蒸气原子束，再用铜蒸气激光器泵浦的染料激光器照射铀蒸气原子束，使之产生²³⁵U 原子的三步选择性光激发和电离，同时用电磁场使²³⁵U 离子产生偏转，与留在原子束中的²³⁸U 原子分开，从而实现分离。

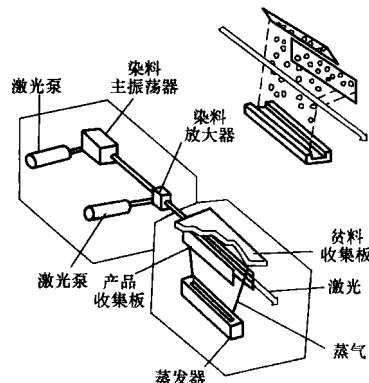


图 1.6-13 原子激光法示意

2.5 核燃料组件的制作

所谓燃料元件是以核燃料为主要成分，用金属或其他材料加以包覆密封，成为结构上独立的最小的构件。不同的反应堆使用的燃料元件也不同。按其形状来区分，有棒状、管状、板状和球状等。按其核燃料状态来区分，有金属型、陶瓷型、弥散型等。燃料组件则是组装在一起并在堆芯装卸料过程中不需拆开的一组燃料元件。

燃料元件在堆内受到强中子辐照、高温和高流速冷却剂的冲刷和腐蚀以及由于温度、压力变化而引起的应力应变的机械负荷等因素的作用，因此燃料元件必须具有物理、力学、化学等方面的稳定性。通常要求燃料元件必须有下列特性：

- 1) 燃料在堆内工作期间要保持其外形尺寸的稳定。
- 2) 燃料元件的尺寸与结构形式要有利于热量的传递。
- 3) 要选择中子吸收截面小的材料做包壳。
- 4) 要求所设计的燃料元件在堆芯中能够互换位置。

2.5.1 压水堆燃料组件的制作

(1) 压水堆燃料组件的基本结构。

图 1.6-14 给出了压水堆正方形燃料组件的示意图。

压水堆的燃料组件是由正方形或六角形排列的燃料棒以及控制棒导向管组成。控制棒导向管通过螺纹或者扩管的方法安装于上管座和下管座上，构成燃料组件的结构构件。另外，在导向管的上部、中部和下部安装了 7~9 个定位格架。燃料棒便插入这种定位格架的孔中，靠定位格架保持位置，在上管座与下管座之间，留有允许燃料棒热膨胀的间隙。

(2) 压水堆燃料组件的制造工艺。

压水堆燃料组件的制造工艺一般分四个步骤：燃料棒制造、定位格架制造、上下管座加工、组件组装和检查。

1) 燃料棒制造。燃料棒由 UO_2 芯块、锆合金包壳管、上下端塞、压紧弹簧、隔热片、支撑管等组成。燃料棒制造工艺主要包括燃料芯块制备和燃料棒装配。

① 燃料芯块制备。 UO_2 燃料芯块制造的主要步骤如下：首先用化工方法把原料铀化合物制成陶瓷级 UO_2 粉末，然后用粉末冶金法先冷压成坯块，压制压力为 298~397MPa

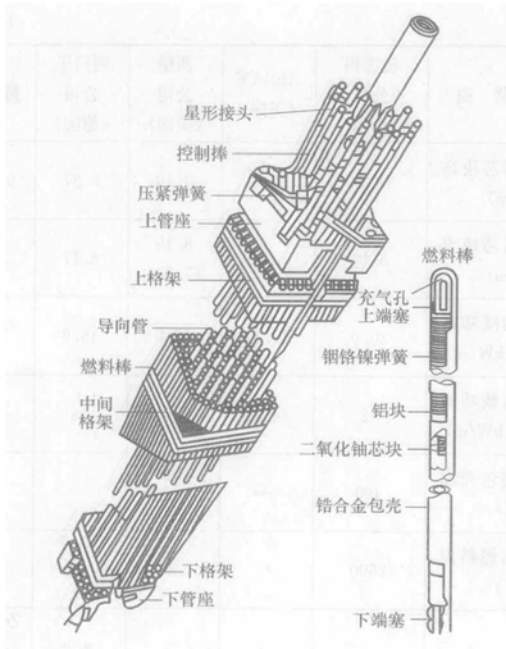


图 1.6-14 压水堆 17×17 型燃料组件、控制组件及燃料棒

($3\sim 4\text{t}/\text{cm}^3$)，再在高温 1973~2023K 的 H_2 中烧结成具有一定尺寸、形状和密度的芯块。合格的陶瓷级 UO_2 粉末是制取高性能燃料芯块的关键。世界上成熟的工业规模制造 UO_2 芯块的工艺有三种，即重铀酸铵 $[(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7]$ ，简称 ADU]、三碳酸铀酰铵 $[(\text{NH}_4)_4\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3]$ ，简称 AUC] 和一步干法（简称 IDR）流程。它们的主要差别在于如何把 UF_6 或硝酸铀酰 $[\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2]$ 转化为可烧结的 UO_2 粉末。随后的冷压和烧结工艺三者基本相同。中国、美国和日本主要用 ADU 流程。此流程开发较早，它同时能适应 UF_6 和 $\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$ 两种原料，加工过程中的废品和废料无须设置另外的回收工艺是该流程的一大优点。经多年实践证明，它是一条适于芯块制备的 UO_2 粉末制备流程，至今还用于工业生产中。

② 燃料棒装配。一般采用芯块填装法，分成如下 7 道工序：

(a) 下端塞焊接。设计长度（例如 3.6m）的包壳管经清洗、烘干，安下端塞，用氩弧焊进行下端塞的环缝焊接。

(b) 装管、上端塞焊接。将焊好下端塞的包壳管称重，然后依次装入支撑管、下隔热片、 UO_2 芯块、上隔热片、压紧弹簧，最后安上端塞并进行环缝焊接。焊完后对燃料棒称重，推算棒中 UO_2 芯块的质量。

(c) 充氮、堵孔。为改善芯块与包壳管间的间隙导热，为抵挡堆运行时冷却剂的压力（例如 16MPa），并推迟包壳与芯块间的相互接触，根据不同的设计要求，需在燃料棒内充入一定压力的纯氮，一般为 2~3MPa。氮通过上端塞上的细孔充入，堵孔是在专用充氮压力堵孔焊小室中进行。

(d) X 射线探伤。用于检查燃料棒环缝和上端塞顶部堵孔焊点的质量。每条环缝需转三个角度透照三次。

(e) 密封性检查。焊好的燃料棒都用氦质谱仪检漏， $\leq 10^{-6}\text{Pa}$ 为合格， $\geq 10^{-5}\text{Pa}$ 即算有漏隙，判不合格。

(f) 丰度检查。用富集度检查仪逐根逐块检查棒中 UO_2 芯块的富集度。

(g) 外观检查。最后对燃料棒作尺寸、不直度、焊缝外形、表面划伤及棒上标记的检查。

2) 定位格架制造。定位格架的功能是将燃料组件内的

燃料棒固定在确定的位置上，在反应堆运行期间使棒间距保持不变。典型的压水堆定位格架呈正方形蜂窝结构。它由两组互相垂直的厚为 0.32mm 的条带组成。每组条带数目相同，相互平行，呈等距离排列。两组条带通过其上一组窄槽而相互装配、啮合、锁紧在一起，形成 14×14 、 15×15 或 17×17 个方形孔，用以容纳并固定燃料棒。位于四周厚约 0.4mm 的框板容纳并固定了条带的端部。在格架的方孔中，为燃料棒提供了 6 个接触点，其中 2 个弹性点，4 个刚性点。弹性点系由条带上冲出的三弯弹簧构成，刚性点系由条带冲出的梯形突起形成的。为提高燃料组件的释热率，大部分格架上方提供了具有一定数量、形状、尺寸及不同布置的交混翼。理想的交混结构可提高临界热流密度 10%~20%。在格架框板上下方设有一定数量的导向翼，在装卸燃料组件时起导向作用。

条带和框板由因科镍 718 合金制造。经冲压、清洗、镀镍后在专用胎具上进行组装，然后在条带交接处和框板搭接处涂上 BNi-5 或 BNi-7 牌号的钎焊料，装进真空钎片炉进行钎焊，出炉后经打磨而为成品。成品格架需经如下工艺过程：

- ① 栅元尺寸检查及调整。
- ② 交混翼弯角度的检查。
- ③ 交混翼的方向和角度的检查和校正。
- ④ 随炉钎焊拉力试样的强度测定。
- ⑤ 目视复查。

近代压水堆的定位格架多用镍基合金制成。也有采用铝合资格架的，其特点是热中子吸收截面小。介于两者之间的还有双金属格架，其中条带和框板是铝合金，夹持弹簧仍用镍基合金制作。

3) 上下管座加工。上下管座分别是燃料组件骨架的顶部构件和底部构件，也分别是燃料组件上下部的定位构件。依靠其上的定位机构使燃料组件在堆芯内保持准确位置，并防止燃料组件在水力冲击下发生摇晃或窜动。上下管座的格板上开有一系列的流水孔和导向管孔，因此通过对格板流水孔总面积和孔径大小的选择可以调整流过燃料组件的冷却剂流量大小。

组件的上下管座一般采用不锈钢板焊接结构。上管座的毛坯由上下两块盖板、四块围板焊接而成。用半自动氩弧焊机将四块围板焊成框架，并于框架两端焊上盖板，然后用立铣将上盖板中间挖空，下盖板加工成为组件的上格板。下管座较简单，只在一块板（组件下格板）上用手工氩弧焊焊上四个支脚即为坯料，经精加工出定位销孔和流水孔而为成品。加工好的上下管座都要进行喷砂处理。

4) 组件的组装和检查。组件的组装和检查分成三个工序：骨架组装、燃料棒组装和组件的检查。

① 骨架组装。压水堆燃料组件的骨架是以一组控制棒导向管为支架，中间连接 7~12 层定位格架，两端分别连接燃料组件的上下管座而构成。骨架组装分三步进行。

(a) 控制棒导向管与定位格架的连接。控制棒导向管与定位格架的连接有 4 种不同方式。不锈钢导向管与镍基合金定位格架可用点焊连接。铝合金导向管与镍基合金定位格架的连接可采用胀管或定位套管连接。中子注量率测量管与定位套管的连接是依靠套在中子注量率测量管外的专用套管将定位格架固定在确定的位置上，套管的外径压住定位格架的条带，套管的长度恰好为相邻两层格架的间距，组装时每加一层格架，中间放一段定位套管，直至格架全部装完为止，格架上下即定位。套管和中子注量率测量管或格架不需要进

行焊接或胀接,由于其他导向管插入格架栅元中,格架在组件中也不会产生移动,这种连接形式比较简单。

(b) 控制棒导向管与上管座的连接。控制棒导向管与上管座的连接有三种方式。不锈钢导向管与不锈钢上格板可直接用氩弧焊接。锆合金导向管则用过渡套管管连接结构或用螺纹连接结构。在锆合金导向管与上格板连接处,设计一段锆合金补强套管,套管套在锆合金导向管外,下段通过点焊与锆合金导向管连接,上段插入上格板内,为防止套管转动,插入段的外形设计成方形,内为圆形并带螺纹,插入深度约为上格板的一半,在上格板的上面装有不锈螺栓,通过它与锆合金套管的内螺纹拧紧,将锆合金导向管固定在上管座的上格板上,这种连接结构便于燃料组件的装拆。

(c) 控制棒导向管与下管座的连接。控制棒导向管与下管座的连接有三种形式。不锈钢导向管与下格板(下管座)可用螺栓直接连接。对锆合金导向管,可选用过渡套管加螺栓的连接结构。可拆螺帽连接结构适用于需要局部更换燃料棒的部位。

② 燃料棒组装。一般采用拉棒方式组装燃料棒,棒表面不涂膜,划伤深度小于 $10\mu\text{m}$,一根棒的拉力为 500N 。用装棒机每次可拉棒十多根。

③ 组件的检查。利用综合组件检查仪进行检查,检查项目有:

- 每个格架的外形尺寸。
- 利用激光检查组件的每两个格架之间的棒间距。
- 长度。
- 弯曲度。
- 垂直度。

对组件综合检查后还要作下述的清洗和检查:

- 用加普通洗涤剂的水洗。
- 热水洗。
- 热空气干燥。
- 超声波清洗下管座。
- 目视检查。
- 控制组件插入导向管检查。

最后利用吊车上的电子秤称重后入库。

表 1.6-5 给出了当前世界上压水堆先进燃料组件主要设计参数。

表 1.6-5 压水堆先进燃料组件主要设计参数

供 货 商	法杰玛公司 (法国)	ABB-CE (美国)	西屋公司 (美国)	西门子 公司 (德国)	俄罗斯
燃料组件类型	17×17-25 (AFA 3G)	16×16-5 (System 80)①	17×17-25 (Performance+)	17×17-25 (HTP)	六角形 (VVER 1000)②
燃料棒数 (根/组件)	264	236	264	264	312
燃料组件高度 (mm)	4 060.2	4528	4058	4057	4570
燃料组件宽度 (mm)	214.0	207	214	214	234.5
燃料棒长度 (mm)	3863.4	4112	3878	3853	3837
燃料棒外径 (mm)	9.5	9.70	9.5 (9.14)	9.5	9.1

续表

供 货 商	法杰玛公司 (法国)	ABB-CE (美国)	西屋公司 (美国)	西门子 公司 (德国)	俄罗斯
燃料芯块高度 (mm)	13.46	9.91	9.40	9.37	9~11
燃料芯块直径 (mm)	8.19	8.27	8.19 (7.84)	8.17	7.57
平均线功率 密度 (kW/m)	20.0	17.72	17.0	18.6	16.7
最高线功率 密度 (kW/m)	42	44.29	43	46	44.8
最高包壳温 度 (°C)	400	—③	—	—	—
最高燃料温 度 (°C)	2590	—	2600	—	1667
包壳材料	M5	Zr-4	ZIRLO	改进 Zr-4	Zr-1%Nb Zr-1%Nb -1.3%Sn -0.3%Fe
包壳厚度 (mm)	0.57	0.635	0.57	0.61	0.63
定位格架材 料	双金属	Zr-4	ZIRLO	改进 Zr-4	Zr- 1%Nb
定位格架数 (个/组件)④	8+3	10+1	2+6 +3+1	8+3	15
最高燃耗 (MWd/tU)	60 000	60 000	平均 55 000	70 000	49 000

① System 80 和 System 80+ 的燃料组件是一样的。

② VVER 即是 WWER。

③ “—” 表示根据核电厂运行条件而定。

④ AFA 3G、Performance+ 和 HTP 各有 3 层小格架; System 80 和 Performance+ 分别有 1 和 2 层端部因科镍格架; Performance+ 有 1 层因科镍保护格架。

对于压水堆燃料组件,多年运行经验发现的主要问题是装卸料造成损伤和弯曲问题。运行经验也表明,燃料组件加深燃耗,发现的主要问题和采取的主要对策如图 1.6-15 所示。

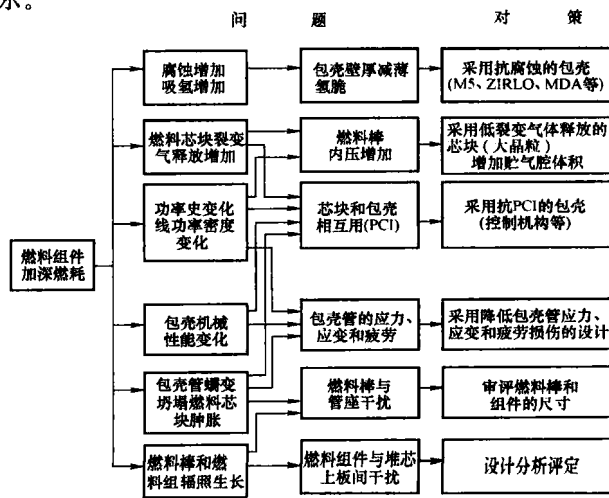


图 1.6-15 燃料组件加深燃耗的问题和对策

2.5.2 沸水堆燃料组件的制作

图 1.6-16 表示沸水堆燃料组件的制造工艺。

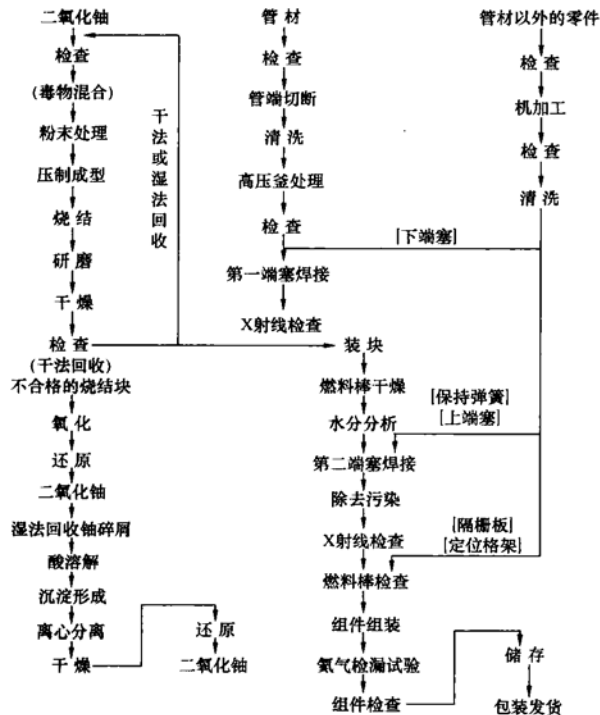


图 1.6-16 沸水堆燃料组件的制造工艺

首先，在制造低浓度的二氧化铀烧结块的工艺上，除了浓缩度的区别以外，和压水堆情况没有很大的差别。燃料包壳管也是用 Zr 合金制造的。所不同的只是外径和壁厚比压水堆大一些，其制造工艺也没有大的差别。只是最后要做高压釜处理，镀上薄的氧化膜而交付使用。包壳管的第一个端塞焊接以后，要用 X 射线穿透试验，检查焊接部分的完整性，然后装填芯块。在沸水堆情况下，这时也要预先把芯块充分干燥，使水分在规定值以下，并且装料后也要对燃料棒施行干燥处理，在把当中的水分低于限制值以后，才焊接密封第二个端塞。在沸水堆情况下，不封入加压氦气，因此，包壳管内是常压。如果从直立时的位置讲，最初焊接的第一端塞是下部端塞，在装好芯块之后、装配上端塞之前，在集气空腔里放入钢制的螺旋保持弹簧。由于集气空腔里没有装入芯块，所以弹簧可以防止燃料运输过程中芯块在包壳中移动和互相碰撞而产生掉角。使用时芯块发生膨胀，芯块堆积总长度增加，这个弹簧就被压缩起来适应这个长度增加。端塞是用同一种 Zr 合金的圆棒料经特殊切削加工制成，焊接端塞时要仔细，要在氦气箱中用惰性气体电弧焊 (TIG) 的方式进行。

把做好的燃料棒按 7×7 排列，组装成 49 根燃料棒的棒束，组装成组件。在沸水堆中，控制棒是分开的，所以 49 根全是燃料棒。但是在 49 根燃料棒当中，燃料的富集度有差别，并且还有装入了掺和有氧化钐可燃毒物的芯块的燃料棒，所以必须用不致搞错其装入位置的措施来进行组装。对于沸水堆燃料组件，上下有不锈钢铸件做成的支持部分即所谓隔栅板，在上隔栅板上除装有吊装用的吊环外，还采取了在向堆内装料时不致搞错方向的措施。上下隔栅板用 8 根连接燃料棒联结以保持间隔，这种联结燃料棒被沿长度方向等间隔的 7 个定位格架限位，其余 41 根燃料棒穿过这 7 个定位架，也穿过上隔栅板，把下端的尖端塞的头部放入到下隔栅板的孔中。为了能向上伸长，在燃料棒和上隔栅板下面的

间隙处装有螺旋弹簧，若燃料棒伸长，就将螺旋弹簧压缩，利用上隔栅板保持上端总是具有自由度的支撑。定位架是用锆合金板做成的，而夹持燃料棒的弹簧是用钢铬镍板做成的。

装配好的燃料组件，经检查后吊在台架上储存起来。元件盒是把铁合金板弯曲焊接后进行退火矫直做成的方形管。

2.5.3 重水堆燃料组件的制作

重水堆燃料组件是以天然 UO_2 为陶瓷燃料芯块、锆-4 合金为包壳及结构材料，组成重水堆用短棒束型燃料组件的加工过程制造的。

在近 40 年的发展过程中，其燃料棒和棒束的结构与制造工艺得到了不断地改进和发展。图 1.6-17 为经过改进完善并标准化了的 CANDU-6 型重水堆燃料棒束组件的示意图，由 UO_2 芯块、锆包壳、石墨中间层、端塞、隔离块、支承垫和端板七个部分组成。其典型的制造工艺过程可分为三步：锆-4 合金结构件的加工、燃料棒的制备、燃料棒束的组装和检查。

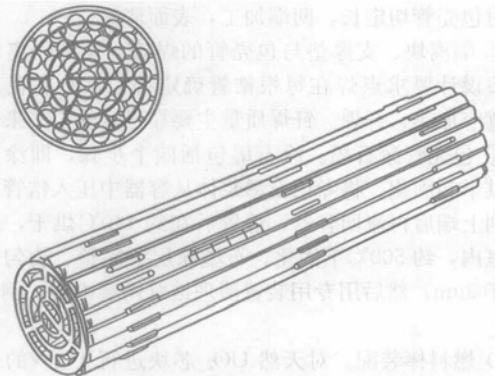


图 1.6-17 重水堆燃料棒束组件

(1) 锆-4 合金结构件的加工。

锆-4 合金结构件的加工包括隔离块、支撑垫、端塞、端板的加工。

1) 隔离块和支撑垫的加工。隔离块和支撑垫的作用分别是使燃料棒之间、燃料棒束与压力管之间保持一定的间隙，使重水顺利通过，以达到冷却和慢化的目的。

典型的加工工艺是将符合技术条件要求的锆-4 合金板条进行清洗、喷砂并真空涂镀。涂镀的作用是在钎焊隔离块与包壳管、支撑垫与包壳管时在其接触区形成低熔点共晶合金从而保证其足够的焊合强度。涂镀工艺为将锆-4 合金板条固定在真空容器内，并对真空容器内的金属镀进行加热，镀蒸发后沉积在锆-4 板条表面而达到涂镀的目的。然后将涂镀的锆-4 板条由机加工成规定尺寸的隔离块和支撑垫。

2) 端塞的加工。端塞由锆-4 合金棒切削加工而成。对锆-4 合金棒的强度、内部缺陷、抗腐蚀性能都有严格的要求。加工前要对锆-4 合金棒进行尺寸、外观及超声检查。

3) 端板的加工。端板是由锆-4 合金连续冲制，并经过喷砂去毛刺、清洗、烘干加工而成。冲制端板用的锆-4 合金在冷加工后，需要进行消除应力退火。

(2) 燃料棒的制备。

燃料棒由天然 UO_2 芯块、锆-4 合金包壳管、隔离块、支承垫和端塞组成。燃料棒制造工艺主要包括燃料芯块制备、包壳管准备和燃料棒装配。

1) 燃料芯块制备。重水堆元件燃料芯块制造工艺过程与压水堆的基本相同，但重水堆元件燃料芯块与压水堆燃料芯块相比，具有较高的化学纯度，其化学杂质元素总硼当量

数仅为 1.189 0；芯块烧结密度大，不小于 95% 理论密度，同时芯块尺寸 ($\phi 12.15 \times 17.7 \text{ mm}$) 也大于压水堆芯块，端面为碟形。

将粒状 UO_2 材料倒入压片机（机械的或液压的），在 $2800 \sim 5600 \text{ kg/cm}^2$ 压力下压成具有预定重量、直径和高度的“土坯”芯块。

土坯芯块装入容器中通过烧结炉连续烧结。炉内气氛是氢或裂解氨，最高温度为 $1650 \sim 1700^\circ\text{C}$ 。

烧结块的样品要进行直径、高度、密度和物理缺陷检查。样品块还要进行化学分析和金相检查。烧结块在无芯磨床上磨到要求的直径，洗去研磨冷却剂和磨屑，干燥，进行尺寸和表面缺陷检查。

2) 包壳管的准备。包壳管的准备主要包括包壳管检查，隔离块支撑垫的钎焊，包壳管内壁涂层石墨等工艺。其准备步骤如下：

① 包壳管的质量检查。对锆-4 合金包壳管进行外观、尺寸和超声波探伤检查后，根据包壳管内径尺寸范围分类。然后对包壳管切定长，两端加工，表面清洗。

② 隔离块、支撑垫与包壳管的焊接。先将隔离块和支撑垫按设计要求点焊在每根锆管确定部位，然后在真空室内，感应加热、钎焊。钎焊质量主要靠稳定的工艺来保证。

③ 包壳管涂石墨。涂石墨包括四个步骤，即涂敷、静置、烘干和固化。将专用石墨浆体从容器中压入锆管自下而上，到上端后再流回容器，静置后在约 140°C 烘干，最后在真空室内，约 500°C 下固化。石墨涂层要完整、均匀，厚度不小于 $3 \mu\text{m}$ 。然后用专用装置清理锆管两端内壁，倒角，切定长。

3) 燃料棒装配。对天然 UO_2 芯块进行 100% 的外观检查和尺寸检查，按技术要求对合格的芯块排长、配块、称重和干燥，按顺序将芯块装入包壳管，然后抽空，充氮，进行端塞与锆包壳的磁力电阻密封焊，燃料棒密封好后，要放入定型车床清除焊瘤并将端塞外形加工成规定的形状。

装配好的燃料棒要进行 100% 的氦质谱检漏和称重检查，然后进行脱脂、酸洗、漂洗和干燥。

(3) 燃料棒束的组装和检查。

1) 燃料棒束的组装。将合格的燃料棒按顺序垂直放入焊接夹具中，37 根为一束，用接触点焊机，先将一端端板与燃料棒端塞焊好，然后再焊另一端，即完成燃料棒束组装加工。

2) 燃料棒束的检查。组装好的棒束用专用仪器和规尺按标准要求进行检查，外观、尺寸、水隙检查和称重检查。然后对燃料棒束进行超声波清洗，用无油压缩空气吹干；抽取一定百分比的燃料棒束进行放射性污染检查，将合格的燃料棒束装箱入库。

CANDU 反应堆具有很高的中子经济性，不停堆换料，且燃料棒束设计简单，使其能够适应多种燃料的应用，并研究开发了包括低富集铀（SEU）、轻水反应堆乏燃料回收料、铀及其他锕系元素的应用等。CANDU 反应堆的另一特点是燃料循环的灵活性大。例如正在研究中的 DUPIC 燃料循环，通过干法，可将压水堆乏燃料的回收料转化成 CANDU 燃料。

近年来发展研制了由 43 根两种尺寸和两种富集度铀燃料棒组成的 CANFLEX 燃料棒束，以达到更高的燃耗。

2.5.4 快中子增殖堆燃料组件制作

顾名思义，快中子反应堆是利用快中子（能量大于 0.1 MeV 以上中子）来实现可控链式裂变反应的一种装置。

快堆除可用于发电外，另一重要用途是增殖核燃料，它能把一些核材料，如 ^{238}U 和 ^{232}Th 分别转换成易裂变材料 ^{239}Pu 和 ^{233}U 。快堆的这些性质决定了快堆的许多特点。快堆中无慢化剂，主要使用 ^{239}Pu 作核燃料（裂变材料），液态金属钠作冷却剂。

快中子反应堆的核燃料由裂变材料（易裂变核素）和可转换材料（ ^{238}U ）组成。

通常，用 ^{239}Pu 作核燃料，也可用 ^{235}U 或 ^{233}U 作核燃料。为了实现核燃料高增殖，应采用核裂变时中子产额高的核素。 ^{239}Pu 裂变时中子产额高，因此就有更多的中子可把 ^{238}U （可转换材料）转换成 ^{239}Pu ，有利于核燃料增殖。

快中子引起核燃料原子核裂变的概率比热中子小得多。为使快中子反应堆链式反应持续进行，快中子反应堆所用核燃料的富集度比轻水堆所用核燃料的富集度要高。轻水堆核燃料的富集度一般为 3% 左右，而快中子反应堆燃料的富集度为 15%~25%。

在快中子反应堆中，裂变材料（易裂变核素）与可转换材料（ ^{238}U ）核数之比，与增殖比有关。适当选择两者的比值可达到高增殖比。

快中子增殖堆燃料组件是由几十根到几百根燃料棒按正三角形点阵排列镶嵌在导轨式格栅上，再装入六角形外套管而组成的。外套管上端有组件操作机构，下端有组件定位管座（见图 1.6-18）。快堆燃料组件的制造主要包括燃料芯块制备、燃料棒制造和燃料组件组装。

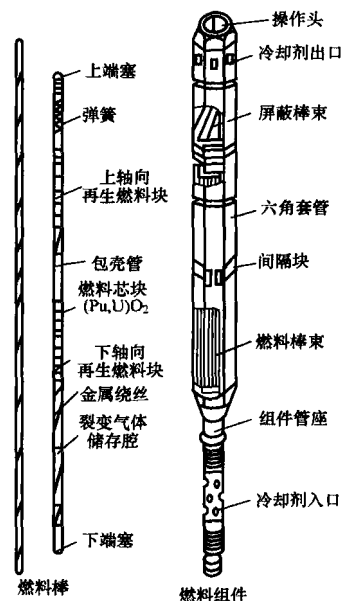


图 1.6-18 快中子增殖堆燃料组件

(1) 燃料芯块制备。

目前建成的快堆大多数采用铀钚混合氧化物 ($\text{UO}_2\text{-PuO}_2$) 燃料。其芯块制造工艺大体可分为调粉和制块两个步骤。

1) 调粉。原料粉末的调制方法有机械混合法和共沉淀法。前者按规定的混合比将一定量的 UO_2 粉末和 PuO_2 粉末，用混料机进行混料，得到均匀的 $\text{UO}_2\text{-PuO}_2$ 混合粉末。后者按规定的混合比将硝酸铀酰 [$\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$] 和硝酸钚 [$\text{Pu}(\text{NO}_3)_4$] 混合，用氨水或草酸使铀和钚同时沉淀，经过滤、干燥、焙烧及还原得到 $(\text{U, Pu})\text{O}_2$ 粉末。

2) 制块。包括粉碎、制粒、成型、预烧结、烧结、整径和密度检查。

① 粉碎。用球磨机和振动机将 $(\text{U, Pu})\text{O}_2$ 粉末粉碎约

2~8h, 以获得烧结性能良好、密度符合标准的活性粉末。

② 制粒。加入固体添加剂, 如聚氧乙烯系、多价醇部分脂系、酯和醚系的有机物与 $(U, Pu)O_2$ 粉末相混, 在较低的压力下成型, 并粉碎到约 20 目大小, 选出符合要求的颗粒。或用水、酒精、四氯化碳等液体添加剂做成溶液, 再在搅和机中与 $(U, Pu)O_2$ 粉末混合制成泥浆, 经干燥、筛分、再干燥等整粒操作。

③ 成型。用凸轮式或旋转式压力机将粉粒在模具中压缩成型。一般粗成型压力为 98MPa, 正式成型为 196MPa, 使生坯密度分别达到 $5g/cm^3$ 和 $6g/cm^3$ 左右。为了防止芯块上下端面的尺寸偏差, 且使密度尽可能均匀, 可采用双向压缩。

④ 预烧结。在 $400\sim 800^\circ C$ 的还原性气氛(氢气)保护下进行, 使添加剂发生热分解逸出。如要除去芯块中的碳, 则应在 $700^\circ C$ 以上采用 CO_2 气体保护更为有效。

⑤ 烧结。 $(U, Pu)O_2$ 的烧结在 $1500\sim 1800^\circ C$ 的还原性气氛($N_2-5\%H_2$)或真空中进行, 烧结时间约 2~4h。

⑥ 整径。对烧结好的燃料芯块用直径分类仪进行分类, 超过规定公差范围的燃料芯块要整径, 即在心磨床上进行研磨。

⑦ 密度检查。加工好的燃料芯块要随机抽样进行表面条件、形状、尺寸的检查, 计算燃料块的密度, 根据质量验收标准决定取舍。

(2) 燃料棒制造。

燃料棒由包壳管、燃料芯块、上下再生材料块、压紧弹簧、套管和上下端塞构成。燃料棒的制造普遍采用芯块填装法, 而不用振动填充法和旋锻法。芯块填装法生产燃料棒首先将下端塞和包壳管焊接, 然后将芯块、弹簧等装入包壳管, 再压入上端塞, 进行焊接。

1) 下端塞与包壳管焊接。包壳和下端塞都由不锈钢制成, 采用半自动的氩弧焊接工艺(TIG)焊接。焊接部位的机械性能、气孔率、焊接咬边及异类物的夹杂等都要符合规定。

2) 芯块填装。用电学方法自动测定整形后符合标准的芯块柱的全长, 通过气压、油压或电机转动自动把燃料芯块和再生材料块装入包壳管。

3) 管口去污。在填装芯块时, 芯块经过的管口往往被放射性物质所沾污, 在管口焊接时产生焊接缺陷或引起固定沾污。因此, 管口要用浸过酒精的棉棍擦拭去污。

4) 上端塞焊接。管口去污后, 装入套管、压紧弹簧, 再压入上端塞。从焊接质量考虑, 端塞配合部分尺寸一般要比包壳内径大 $0.01\sim 0.02mm$, 端塞中心开孔, 供燃料棒内抽真空和充氦气结合层之用。用 TIG 焊接工艺, 在手套箱内进行焊接。焊接部位的机械性能、气孔率、焊接咬边及异类物的夹杂都要符合规定。

5) 充结合层介质。将燃料棒抽至 $10^{-4}\sim 10^{-3}Pa$ 真空度, 保持 10~15min, 在室温下充入 0.1MPa 的氦气。最后在保持氦压状态下将通孔堵焊。

6) 表面去污。在从手套箱的气氛中取出燃料棒之前, 用浸过酒精或丙酮的布擦拭表面进行去污。

7) 质量检查。燃料棒加工结束后要对焊接部位进行 X 射线检查、氦气查漏、平直度和外观等检查。

(3) 燃料组件组装。

燃料组件组装大体分为棒束组装、结构件焊接和质量检查三个步骤。

1) 棒束组装。根据燃料棒径向定位方式的不同, 分金

属绕丝定位和格架定位两种组装。前者用直径略小于燃料棒间的间隙的不锈钢丝。先在一定的作用力下把金属丝拉紧, 剪下所需长度的金属丝, 把金属丝的一端穿入下端塞的小斜孔内, 并伸出 $1.5\sim 2.0mm$ 长, 移到 TIG 电弧下焊接, 然后在一定的拉力 ($40\sim 60MPa$) 下按照要求的螺距进行绕制金属丝, 绕到另一端后, 用一定位片锁紧燃料棒上端塞处的金属丝, 转动拉紧金属丝小片的牙, 把金属丝嵌入上端塞上磨铣的槽内, 剪去多余的金属丝, 用 TIG 工艺将金属丝焊到上端塞。随着 TIG 工艺的发展, 可将金属绕丝的两端直接与上、下端塞焊接, 无须在端塞上凿孔开槽。最后将有绕丝的燃料棒通过它下端塞的槽, 逐根地嵌入导轨式的格架构成棒束。

格架定位用金属片或小六角管通过点焊或钎焊构成格架, 将燃料棒一根一根插入格架, 然后嵌入导轨式格架组成棒束。

2) 结构件焊接。将符合标准的下外套管和组件的管座置于一个能使部件转动的组装台架上, 并对中下外套管和管座的焊接部位, 用胎具固定。为了保证组装质量, 先用 TIG 工艺, 一组一组对边依次点焊两点定位, 取掉胎具, 也是一组一组对边依次用 TIG 工艺焊接。焊接好后, 把组装好的棒束从下外套管的另一端装入, 借助几个(一般为三个)特殊的埋头螺钉, 把棒束的格架固定在管座上或下外套管上, 即固定了棒束的轴向位置。接着将组装好的上屏蔽棒束装入上外套管, 上外套管的上、下端分别与操作机构和栅格焊接。然后栅格与下外套管焊接, 其焊接工艺和方法同上。最后焊接间隔块, 间隔块的材料为硬质合金, 如司太立合金。先在组件外套管外表面上确定焊接位置, 把已加工好的间隔块覆盖在被焊接位置上, 用 TIG 在焊件周围点焊数点, 然后用 TIG 工艺焊接。

3) 质量检查。除了对焊缝进行 X 射线检查外, 还要用外形测量仪测量出形位公差, 给出组件的扭曲度、不直度和同轴度, 这些都应在给定的公差范围内。

2.5.5 高温气冷堆燃料组件制作

高温气冷堆是在石墨气冷堆基础上发展起来的一种先进反应堆。它用氦作冷却剂, 采用涂敷颗粒燃料, 用石墨作减速剂和结构材料。由子采用耐高温石墨作外壳的涂敷颗粒燃料组成的燃料元件, 反应堆冷却剂出口温度最高可达 $950^\circ C$ 。这样高的温度是目前任何类型反应堆所达不到的。

高温气冷堆燃料元件是包覆颗粒燃料弥散在石墨基体中的全陶瓷型元件, 它的基本组成单元是包覆颗粒燃料(见图 1.6-19)。高温气冷堆燃料元件有球形和棱柱状两种形式(图 1.6-20)。高温气冷堆燃料元件的制造一般包括燃料芯核

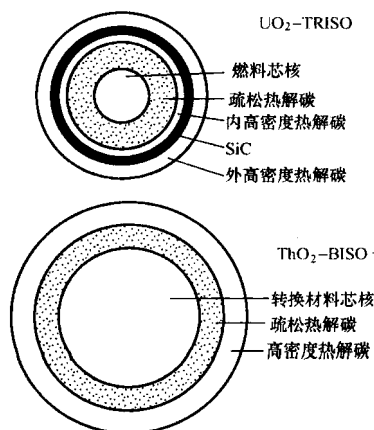


图 1.6-19 包覆颗粒燃料

制备、燃料芯核包覆和元件制造三个步骤。详见第 6 篇高温气冷堆有关章节。

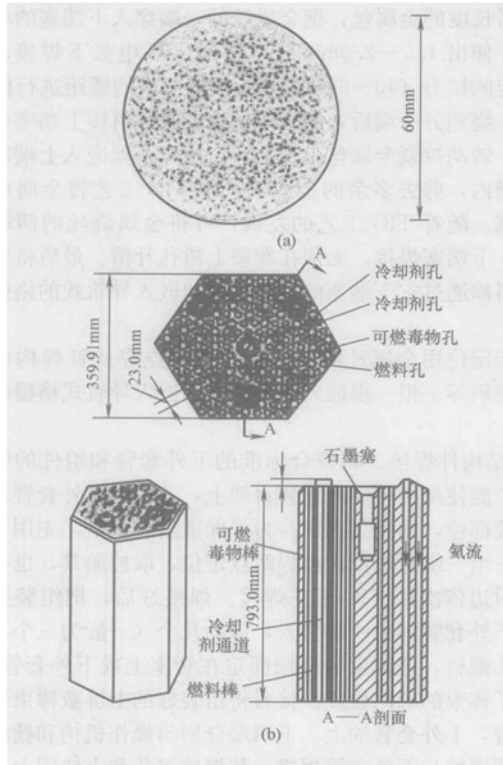


图 1.6-20 高温气冷堆燃料元件
(a) 球形燃料元件；(b) 棱柱状燃料元件

2.6 堆芯辐照

2.6.1 中子与原子核的反应

核燃料在反应堆内与中子相互作用后产生散射 (n, n) 反应、辐射俘获 (n, γ) 反应和裂变 (n, f) 反应, 这些反应将对燃料组件及其结构材料的性能产生影响。散射反应使中子降低能量和改变运动方向; 燃料铀经辐射俘获反应或衰变产生钍系元素; 裂变反应将放出裂变能, 是核反应产生的主要能量, 同时亦生产裂变产物。这些裂变产物带有强放射性, 其中长寿命的钍系元素。

通过核燃料的后处理, 将裂变产物分离出来, 进行固化, 永久处置。在未来的核能发电系统中, 还考虑将钍系元素在反应堆内烧掉, 以降低核废物对环境的影响。辐射俘获反应将产生新的可裂变核素 ^{233}U 或钷, 以至超钷元素, 这些新的可裂变核素可再次作为核燃料, 以充分利用核资源。超钷元素还可用于空间技术和军用材料。

2.6.2 核燃料的种类

核燃料的种类与反应堆的类型有关。表 1.6-6 给出了各类反应堆的核燃料型式及结构材料。

表 1.6-6 各类反应堆的堆芯组成材料

反应堆类型	燃料形式	^{235}U 富集度 (%)	包壳材料	慢化剂	冷却剂	控制棒材料
气冷堆	铀合金	约 0.7	镁合金	石墨	CO_2	B
改进型气冷堆	UO_2	2	不锈钢	石墨	CO_2	B
高温气冷堆	$\text{ThC}_2 + \text{UC}_2$	93	石墨	石墨	He	B_4C
重水堆	UO_2	约 0.7	锆合金	D_2O	D_2O	B_4C
压水堆	UO_2	3.3	锆合金	H_2O	H_2O	Hf 或 Ag-In-Cd

续表

反应堆类型	燃料形式	^{235}U 富集度 (%)	包壳材料	慢化剂	冷却剂	控制棒材料
沸水堆	UO_2	2.6	锆合金	H_2O	H_2O	B_4C
液态金属快中子增殖堆	$20\%\text{PuO}_2 + 80\%\text{UO}_2$	—	不锈钢	无	Na	B_4C 或 $^{10}\text{B}_4\text{C}$
气冷快中子增殖堆	$20\%\text{PuO}_2 + 80\%\text{UO}_2$	—	不锈钢	无	He	B_4C 或 $^{10}\text{B}_4\text{C}$
熔盐增殖堆	$\text{LiF} + \text{BeF}_2 + \text{ThF}_4 + \text{UF}_4$	—	无	石墨	燃料	B_4C

2.6.3 燃料组件辐照性能

燃料组件辐照性能泛指在反应堆运行工况下, 构成燃料组件的燃料棒、定位格架等部件所发生的微观组织和宏观性状的变化。燃料组件在动力堆内使用时要经受 2200~2600K 高温和 $10^3 \sim 10^4 \text{ K/cm}$ 温度梯度的作用、大量中子 [中子注量率约 $10^{13} \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$] 的照射和高速 (约 5m/s) 冷却剂的冲刷。同时, 燃料内部也会产生大量的气态和固态裂变产物, 并伴随众多缺陷的形成以及燃料内组分的扩散迁移, 燃料组件将发生诸如外形尺寸变化, 包壳水侧腐蚀和磨蚀, 燃料棒内压增加和内壁腐蚀, 定位格架发生弹性松弛, 以及燃料重结构和成分重布等现象。燃料组件的辐照性能直接影响到燃料组件在运行中的物理和热工水力特性。在瞬时功率剧增和冷却剂丧失条件下, 可能酿成燃料熔化、包壳破损和格架失效等严重事故。可见燃料组件的辐照性能是影响核电厂负荷因子和延长燃料的卸料燃耗的重要因素。

燃料组件的辐照性能与其选用的材料及结构形式有关, 也随反应堆堆型而异。在反应堆发展初期, 研究堆和生产堆都采用柱状的铝包壳金属铀燃料元件。这类元件在中子辐照下发生严重的长大和肿胀, 其可达燃耗很低。以后试图通过 β 相淬火或采用 γ 相合金提高其尺寸稳定性, 终究未能得到根本性的改善。到了 20 世纪 60 年代, 开发了以二氧化铀为主的陶瓷核燃料, 锆基合金的包壳材料及镍基合金的格架。由于它们有较好的辐照稳定性和较高的熔点, 使这类燃料组件的卸料燃耗得以从 14 200MWd/tU 大幅度地提高到 33 000MWd/tU。目前, 我国生产的 AFA3G 燃料组件的最大卸料燃耗为 55 000MWd/tU。目前绝大多数动力堆 [包括 PWR, BWR 和 PHWR(CANDU)] 均采用这类燃料组件。转换堆和快中子增殖堆则用 $(\text{U}, \text{Pu})\text{O}_2$ 燃料和不锈钢包壳构成六方形燃料组件, 可在更高温度下运行并可达到更高燃耗。

压水堆燃料组件由燃料、包壳、定位格架和上下管座组成。辐照性能主要体现在前三种部件上。

(1) 二氧化铀芯块的辐照性能。

二氧化铀芯块的辐照性能主要表现在辐照密实、辐照肿胀、裂变气体释放、重结构效应、开裂等问题上。

1) 辐照密实。在中子作用下二氧化铀燃料芯块中因裂变产生气态和固态裂变产物。同时中子和裂变碎片与原始气孔发生相互作用, 形成缺陷 (空位等)。空位在热激活作用下向晶界扩散, 使气孔消失, 导致燃料基体的体积缩小而密度增加, 此现象称为辐照密实, 一般发生在 10 000MWd/tU 燃耗以下。试验表明, 辐照密实常发生在低密度 (90%~92% 理论密度)、原始小气孔 ($< 2\mu\text{m}$) 体积份额大和晶粒度较小 ($3 \sim 4\mu\text{m}$) 的二氧化铀芯块中。对应的稳定燃料特征为初始密度大于 95% 理论密度, 小于 $2.5\mu\text{m}$ 的气孔体积

要少,平均晶粒度要大于 $8\mu\text{m}$ 。燃料密实的后果是造成在高裂变率位置元件包壳的塌陷;遇到燃料柱下沉时,芯块柱出现不连续,由包壳塌陷形成包壳压扁;降低间隙导热,使燃料温度上升。这种事故在20世纪70年代初在几个压水堆核电厂屡屡发生。以后采用高密度芯块,棒内充 $1\sim 2\text{MPa}$ 氦气避免了事故发生。

2) 辐照肿胀。气态和固态裂变产物在晶格内的积聚是二氧化铀芯块发生辐照肿胀的根源。气态裂变产物(Kr、Xe)在二氧化铀晶格内的溶解度小,在缺陷处(位错、晶界)形成气泡,由此引起燃料肿胀。这部分肿胀与燃料温度和燃耗有关。固态裂变产物随燃耗单调增加,故每种裂变产物原子所占据的体积(即肿胀)可根据其浓度和结晶学数据及它们的化学状态计算出来。大约每1%(原子)燃料,体积肿胀0.3%左右。燃料的辐照肿胀可由内部气孔来调节。为此在制造时保存一定比例的大气孔以容纳燃料在高燃耗下的肿胀。

3) 裂变气体释放。在高燃耗下,二氧化铀芯块中大量的气态裂变产物由晶界捕获,在高温下通过晶界释放出来。被释放的裂变气体进入燃料棒间隙和空腔,使棒内压力升高;部分侵蚀性裂变产物如Cs、Te等对包壳产生应力腐蚀。裂变气体释放量与温度有关,典型的计算模型是燃料温度大于 1973K 时释放量为70%~95%;在 $1673\sim 1973\text{K}$ 范围为10%~40%;在 $1473\sim 1673\text{K}$ 范围时小于10%;低于 1473K 为2%。

由于裂变气体Kr、Xe的热导率比氦气的低得多,因此Kr、Xe进入燃料芯块与包壳间隙会大大降低间隙导热,使传热恶化,燃料温度提高,这又会引起裂变气体更多的释放。此现象称为热反馈效应。

4) 重结构效应。在动力堆使用条件下,二氧化铀芯块的中心温度很高,约 $2200\sim 2400\text{K}$,外缘温度约 600K ,径向温度梯度陡峭。在芯块的横截面上,介于 1973K 到中心温度的区域,燃料的蒸汽压很高。在制造态二氧化铀芯块内存在原始气孔,由于气孔高温端的燃料蒸发,到低温端凝结,造成物质从高温区向低温区的迁移。反之,气孔向中心移动。在更高温度工作的快中子堆燃料中央形成空洞。在气孔移动的路径上产生柱状晶,该区叫做柱状晶区,其次与 $1673\sim 1973\text{K}$ 相对应的环状区是晶粒呈等速度长大的等轴晶区;低于 1673K 的环状区为原始晶区(见图1.6-21)。这种由辐照引起的二氧化铀微观结构的变化称为重结构效应。它可以导致气孔和裂变产物的重新分布,也是芯块密实、裂变气体释放和肿胀的主要诱发因素。

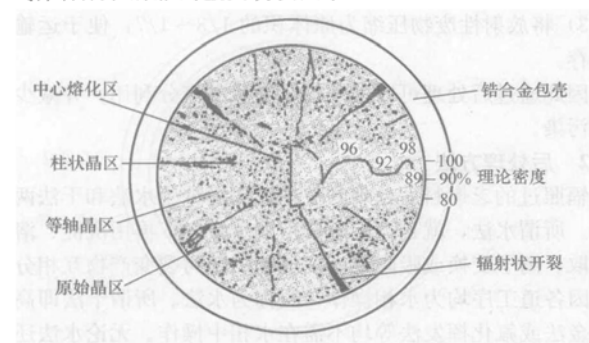


图 1.6-21 UO_2 芯块辐照后的结构

[最大线功率 $5.4\times 10^4\text{W/m}$, 燃耗8.45%(原子)]

5) 开裂。由图1.6-21可见,在二氧化铀芯块的横断面上出现开裂,这是由陡峭的温度梯度作用在导热性差的二氧

化铀上产生很大的热应力所致。在辐照初期径向产生裂纹使外径增大。当中心区发生重结构后,裂纹开始消失;随燃耗继续加深,则由于燃料和包壳的肿胀和热膨胀,芯块与包壳相接触,发生机械相互作用。这时,接触应力引起燃料内产生新的裂纹,同时使包壳管外径增大,它是造成燃料棒破损的一种机制。

6) 芯块周缘组织。高燃耗条件下芯块柱表面形成局部高燃耗区,即同缘区,该区内原来晶粒组织消失、呈多孔状,并相互连通,该区的宽度随燃耗的加深而增加。周缘组织内裂变气体几乎全部释放,从而成为释放通道,增加裂变气体释放率,同时还降低导热性能。

7) 其他。辐照对二氧化铀的物理、力学性质也有明显的影响。试验表明:辐照会降低二氧化铀的熔点,下降速率为每增加 10^4MWd/tU 燃耗,熔点下降 32K 。在大于 10^{19}n/cm^2 ($E>1\text{MeV}$)的中子剂量时二氧化铀的热导率随中子剂量的增加而降低。在辐照和热梯度作用下,二氧化铀发生密度再分布而在 1073K 时便开始蠕变,增加塑性。

(2) 锆合金包壳的辐照性能。

热中子动力堆燃料棒的包壳均由锆合金制成。锆合金包壳在运行中的主要问题表现为辐照生长、水侧腐蚀、结垢和氢脆等。

1) 辐照生长。锆属六方晶系,呈各向异性。轧制的锆合金包壳的晶粒有择优取向,其基极近似垂直于管轴线。辐照产生的空位在基平面上聚集,而间隙原子优先在柱面聚集,因此沿柱面方向生长,基极方向收缩,导致包壳管轴向伸长,径向缩短。这种现象称为辐照生长。随燃耗的加深,包壳管逐步积累伸长量。若燃料棒与管座间的间距裕量不足,就会将燃料棒顶弯,因此,要避免发生这种现象。

2) 水侧腐蚀。锆合金包壳的外侧与冷却剂水接触会产生氧化与腐蚀。一般来说该接触反应生成氧化膜,致密氧化膜对锆基体有保护作用。发生加速腐蚀往往与温度、水质条件如杂质含量、pH值、氧含量等有关。温度越高,腐蚀速率越大;发生从致密氧化膜(呈黑色)向疏松氧化膜转折的时间也越早。氧含量高与非均匀腐蚀速率加快,还会形成疖状腐蚀,它是直径为 $0.2\sim 1\text{mm}$,深度 $100\sim 200\mu\text{m}$ 的圆形斑点。冷却剂中氧含量,定位格架扰动以及锆合金冶金加工条件都对疖状腐蚀有影响。疖状腐蚀经常出现在沸水堆燃料组件上,偶尔也在压水堆中发现。

3) 结垢。冷却剂中的不锈钢腐蚀产物,大部分以离子形式的胶状物存在,在燃料棒包壳表面沉积。沉积物有两种状态:一种呈疏松、多孔状,可通过水和水蒸气,对传热无恶化影响;另一种为密实、闭孔型水垢。热流通过对孔隙中充满蒸汽,增加了热阻,引起包壳较大温升,加速包壳水侧腐蚀。

4) 氢脆。锆合金与冷却水反应生成氢,其一部分被锆合金所吸收。由于在 573K 下氢的固溶度很小,约 70×10^{-6} 。过多的氢就以小片状氢化物($\text{ZrH}_{1.5}$)形式析出。由于氢化物在常温下是脆性相,为裂纹的起始点。若垂直分布于受力方向,造成包壳管的氢脆破坏。在燃料组件设计准则中规定,锆合金在冷却剂中的吸氢不得大于 $250\times 10^{-6}\sim 500\times 10^{-6}$ 。控制包壳的运行温度是降低吸氢量的重要因素。

(3) 芯块一包壳相互作用。

二氧化铀芯块在堆内非线性温度场作用下呈“砂漏状”变形(见图1.6-22);在高燃耗下,芯块与包壳间的间隙闭合;芯块端部边缘与包壳发生机械接触,产生机械相互作用

用。在一定的接触压力下，包壳贴紧芯块出现局部变形，称为环脊，其高度一般 $10\sim 20\mu\text{m}$ 。燃料棒外形呈竹节状变形。环脊使局部应力集中，可导致包壳拉伸破损。同时为补偿芯块两端面的凸起，在燃料设计中采用碟形端面结构。

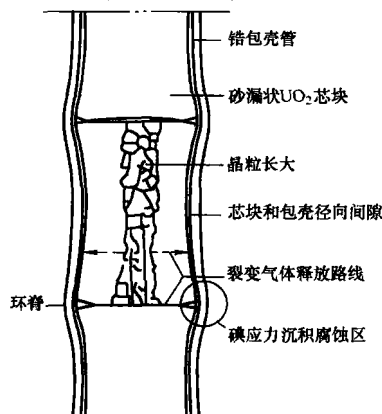


图1.6-22 燃料棒中芯块与包壳相互作用

同时，侵蚀性裂变产物如碘、铯和碲在芯块中向冷端迁移，释放到端部边缘的间隙及铅合金环脊内侧产生应力腐蚀，甚至开裂。这种现象称为应力腐蚀开裂。当反应堆出现功率剧增时，芯块温度增高，热膨胀量增加。当铅包壳应力超过应力腐蚀破坏阈值时，包壳就会出现破裂。为避免芯块与包壳的相互作用，曾研究过多种措施，如铅包壳内壁涂石墨层阻挡侵蚀性气体向包壳扩散和试制蠕变速率大的大晶粒芯块等。

(4) 定位格架弹簧片的辐照性能。

弹簧片的作用是保持燃料棒在组件中产生的轴向和径向的位移，并防止燃料棒零件在使用中发生振动。快中子辐照加速弹簧片的蠕变，使弹性变形逐渐转变为塑性变形，应力松弛，直至弹簧失效。一般在运行一个循环时间后，弹簧松弛 $60\%\sim 70\%$ 。在弹簧松弛后，燃料棒在水流冲刷下发生振动，使格架对燃料棒表面产生微动磨蚀和磨损，包壳管厚度局部减薄，特别在燃料组件冷却剂入口第一格架处，冷却剂扰动大，磨蚀更为严重。

(5) 燃料组件辐照试验。

燃料组件辐照性能研究的目的是试图找出上述辐照性能变化的允许限值，并探讨辐照性能变化的机制和影响因素，判断和评估辐照性能变化的后果，以便选择反应堆的运行方式，保证燃料组件的可靠运行和提高反应堆的安全性。另一方面，对可能成为限制燃料组件寿命的某些辐照性能进行辐照试验和检验，以便提出改进措施。如通过完善燃料组件的设计，革新燃料、材料的制造工艺，以提高燃料组件卸料燃料耗、延长燃料组件在堆内使用时间，从而提高燃料循环的经济性。

在反应堆燃料、材料的辐照试验中，可利用中子注量率高的研究堆进行辐照试验。试验时，被照材料要装入辐照容器或辐照装置，再装入辐照回路进行照射。对辐照性能的测量可分为动态测量和辐照后检验两种。前一种方法要在被照试样上安装专设的测量仪表如测量尺寸用的差动变压器，测量燃料棒内压用的压力传感器和测量温度用的铠装热电偶以及测量中子注量用的自给能探测器等。后一种方法则需将完成辐照后的辐照容器，经切割后取出试样，进行各种性能测试。近年来，广泛采用将改进型燃料组件制成先导组件，并在动力堆中进行辐照试验。由于辐照后的试样常带极强的 γ 射线，故所有操作和测量都要借用机械手在屏蔽小室（称为

热室）中进行。

热室是按照辐照试样的种类、试验目的来分类的。热室内检验项目有无损检查、破坏性检验和力学试验等，一般应包括外观检查、解体切割、X射线照相、 γ 扫描、尺寸测量、密度测量、包壳管密封检查、裂变气体分析等，还应有金相、电子显微镜以及机械性能试验机 etc。为满足检验需要，还可添加各种辅助设备。

为了综合分析燃料组件的辐照性能，人们已不再逐个地追求多种辐照性能，而是将燃料组件的各种辐照特性联系起来，编制出在正常运行时辐照性能分析的计算机程序。只要将燃料棒的基本特性和反应堆运行史输入计算机，经计算机对辐照特性进行计算后输出的便是辐照中及辐照后燃料棒的内压、燃料分布、包壳管外径以及重结构后的密度变化等详细数据。将这些结果与通过辐照后检验测得的试验结果进行比较，就可预测燃料组件在反应堆内的辐照性能，同时又可用于编制更好的计算机程序。

2.7 核燃料的后处理

2.7.1 概述

核燃料后处理是对反应堆中辐照后卸下的燃料进行的化工处理。核燃料在反应堆中使用时，由于易裂变核素的消耗、裂变产物及重核素的生成，引起燃料反应性的变化，最终使反应堆不再能维持临界，因此核燃料使用到一定程度必须更换。经反应堆辐照后卸下的燃料也称为乏燃料或辐照过的燃料。

核燃料后处理的主要目的是：

- 1) 回收剩余的易裂变核素 ^{235}U （铀）和新生成的 Pu （钚）或 ^{233}U 及可转换核素 ^{238}U 或 ^{232}Th （钍）。
- 2) 需要时可提取有用的裂变产物，如 ^{90}Sr （锶）、 ^{137}Cs （铯）和超铀元素如 Np （镎）、 Am （镅）和 Cm （钷）。
- 3) 去除长寿命的放射性核素和中子吸收截面大的裂变产物，以便对只含短寿命核素的放射性废物进行妥善处理和安妥处置。

核燃料后处理是核燃料循环的重要环节，在核电事业中占有重要的地位。虽然对轻水堆乏燃料也可以采取不进行处理而储存起来的方案，但对一座 1000MW 压水堆卸出的乏燃料进行后处理可以：

- 1) 回收 ^{235}U 来补给新燃料所需的部分富集铀，使天然铀的年供料量从 165t 降至 139t 。
- 2) 每年回收钚 244kg 储存起来，以供轻水堆或快中子增殖堆之用。
- 3) 将放射性废物压缩为原体积的 $1/3\sim 1/7$ ，便于运输和储存。

因此通过后处理可以实现核能资源的充分利用，并减少环境污染。

2.7.2 后处理方法

辐照过的乏燃料后处理的工艺方法可分为水法和干法两大类。所谓水法，就是把乏燃料溶解于酸中，再用沉淀、溶剂萃取、离子交换或吸附等方法使铀、钚与裂变产物互相分离，因各道工序均为水相操作，故称为水法。所谓干法即高温冶金法或氟化挥发法等均不需在水相中操作。无论水法还是干法，所处理的原始物质都是固体，产品均为铀和钚的氧化物。目前，水法已在工业上得到广泛应用，主要采取溶剂萃取法，而高温冶金法或氟化挥发法处于研究开发阶段。溶剂萃取法能有效地去除裂变产物，适用于处理包括天然铀、低浓缩铀、高浓缩铀、高温气冷堆元件及快堆元件等。

辐照过的燃料(乏燃料)中含有大量放射性物质,随着放置时间的延续,经自然衰变而使放射性活度和释热率降低。乏燃料的冷却一般在乏燃料储存水池中进行。动力堆乏燃料的冷却时间一般不少于3~5年。乏燃料经冷却降低放射性可以缓解乏燃料后处理工艺上的技术难度。

(1) 水法后处理。

早期的水法后处理厂是采用沉淀法。目前世界各国的后处理厂均采用溶剂萃取工艺。鉴于该工艺技术成熟且已积累了丰富的经验,在今后相当长的时间内,该工艺仍会得到广泛应用。

水法后处理工艺过程主要包括:首端处理、化学分离和铀、钚尾端处理三个过程。

1) 首端处理。首端处理包括机械处理和化学处理两部分。

① 机械处理。首端机械处理将乏燃料组件切割成小短段,使铀从包壳中裸露出来以便化学溶解燃料芯体。

② 化学处理。首端化学处理是将切成小短段的乏燃料用硝酸在沸腾或非沸腾温度下浸取,溶解包壳中的二氧化铀。溶解所得的硝酸铀酰溶液含有不溶残渣,需经过澄清过滤除去,过滤所得的澄清液经调节铀、钚价态后送去化学分离过程处理。

2) 化学分离。化学分离过程是使铀、钚与放射性裂变产物分离以及铀、钚之间的分离纯化。目前世界各国后处理厂化学分离工艺都是采用 purex 溶剂萃取流程,以30%磷酸三丁酯(TBP)为萃取剂,以正十二烷或加氢煤油为稀释剂,进行液-液萃取,一般经过三个溶剂萃取循环,即共去污分离循环,铀线二、三循环,钚线二、三循环的标准流程,也有采用两个萃取循环的流程。

3) 铀、钚尾端处理。铀、钚尾端处理是将硝酸铀酰和硝酸钚溶液制成氧化物产品。硝酸铀酰采用流化床脱硝制成二氧化铀。硝酸钚经草酸沉淀、煅烧制成二氧化钚。

(2) 干法后处理。

干法后处理是在非水条件下进行核燃料后处理的工艺过程。干法后处理分挥发法和高温法两大类:

1) 挥发法。挥发法可以分为氟化物挥发法和氯化物挥发法。

2) 高温法。高温法又可分为物理法和化学法。物理法包括分级蒸馏法、分级结晶法和熔融金属萃取法;化学法包括熔融金属萃取法、熔融盐萃取法、熔融盐电解法和熔融精炼法。

在后处理过程中,乏燃料中各主要成分的分离纯化和回收,必须达到一定的要求。产品回收率是后处理厂的一项重要经济指标和技术指标,一般水法流程对铀、钚的回收率分别可达99.8%和99.5%以上。产品放射性是后处理厂的一项主要质量指标,应对乏燃料的特性,产品用途,元件再加工技术以及经济、安全等方面进行综合考虑后提出。

2.7.3 后处理工艺

以压水堆低富集铀氧化物燃料的后处理为例,对水法普雷克斯溶剂萃取流程的主要工艺步骤加以简要叙述。

(1) 普雷克斯流程的化学原理。

普雷克斯流程采用稀释过的磷酸三丁酯(TBP)为萃取剂。TBP的化学稳定性好,闪点高,挥发性低,与水仅稍微混溶,处理乏燃料后容易再生,可重复使用。为了改善其密度与黏度,需加以稀释。性能最好的稀释剂是正十二烷,比较经济适用的是优质煤油。当TBP与含硝酸的水溶液接触时,它能选择性地萃取铀和钚,而对裂变产物及其他杂质

的萃取率很低。因此,通过多级逆流萃取可使铀、钚与裂变产物分离。另一方面,TBP对三价钚的萃取率很低,选用合适的还原方法将四价钚还原成三价钚,可以实现铀、钚的分离。

(2) 普雷克斯流程的主要工艺步骤。

处理不锈钢包壳或铝合金包壳的压水堆低富集氧化铀燃料的普雷克斯流程主要工艺步骤:

1) 去壳和溶解。早期采用化学去壳法,即用适当的化学试剂硫酸和氟化物分别将不同包壳材料(不锈钢和铝合金)溶解。这种方法带来容器腐蚀,大量放射性废液及铀、钚损失等问题。因此,对动力堆乏燃料普遍采用切断浸取法去壳。溶解过程需采用适当方法以确保临界安全。

2) 共去污萃取。由萃取段和洗涤段组成,在萃取段中,铀和钚经30%(体积)TBP——正烷烃稀释剂多级逆流萃取进入有机相;裂变产物基本上仍留在水相萃取液中;镅、镎也进入萃取液中,镎则在两相之间进行分配。在洗涤段,用约3mol/L的硝酸洗涤来自萃取段的有机相,在除去其中夹带的裂变产物后,再返回萃取段。萃取段通常在室温下操作,萃取设备的物料滞留量要少,以减少溶剂辐照降解。提高洗涤段的温度有利于除钚。

3) 铀、钚分离。TBP对不同价态的钚有不同的萃取能力,三价钚的分配系数比四价钚的低得多。硝酸浓度低时,三价钚的分配系数更低。采用适当的还原方法,将载有铀、钚的有机相中的钚还原成三价而铀仍保持六价,即可将钚还原反萃而与铀分离。还原剂可用亚铁离子、四价钚、硝酸羟胺。

4) 铀的纯化。铀、钚分离后,铀用稀酸反萃,再经1~2个TBP萃取循环纯化。

5) 钚的纯化。铀、钚分离后的钚仍含有一定量的铀、镅和裂变产物,再经过两个萃取循环纯化。反萃时,可用稀酸(0.35mol/L硝酸)选择性反萃取钚,也可用还原反萃。还可采用阴离子交换作为钚的尾端净化步骤。

6) 溶剂再生返回使用。处理过大量裂变产物和钚的溶剂必须除去其中所含的裂变产物和降解(辐照降解和化学降解)产物,回收所含铀和钚。常用的溶剂处理方法是洗涤法,以酸、碱交替洗涤为主,近年来在研究新的溶剂再生方法。

7) 废水处理。后处理过程产生大量多种废水,放射性废水按其比活度大小分为高放、中放和低放废水,并可根据含盐量、含酸量进行分类。高放废水多采用蒸浓储存以待进一步处理。低放废水可采用凝聚沉淀法、离子交换法处理。还可用电渗析法。反渗透法处理。对于放射性水平低于露天水源中最大允许浓度的废水,可经稀释直接排入江河、海洋。

2.7.4 后处理的发展趋向

核燃料后处理不仅在实现核燃料循环复用、充分利用核资源方面是必需的,而且从环境保护和最终安全处置放射性物质方面来看,也是十分重要的。随着核能利用事业的发展,要求后处理厂能够接受燃耗深、冷却时间短、比活度大、含钚量高的乏燃料。另一方面,对后处理的经济性和安全性的要求也越来越高,对放射性三废的排放标准日趋严格。因此后处理的发展应向这些方面努力。目前,世界上已建成应用TBP萃取流程(即普雷克斯流程)年处理能力1000t以上的大型轻水堆乏燃料处理厂。需要进一步解决的问题是:在首端处理方面要发展元件的切断—浸取技术,解决不溶颗粒的去除问题;在溶剂萃取方面要降低溶剂辐照降

解,改善铀、钚分离方法以实现“无盐过程”(即减少废水中的盐分);回收铀、钚、镎、钼、钨及某些裂变元素的一体化流程;在三废方面要减少废液体积,提高高放废液的固化处理和最终处置技术,对废气进行有效处理,减少废液和废气的排放等;此外,铀、钚产品的直接脱硝、溶剂再生新方法也是后处理工艺研究中的新课题。

对快中子增殖堆和高温气冷堆乏燃料的处理,曾考虑过水法。首先,经过各自的首端处理,使燃料转变成硝酸溶液,然后分别用 TBP 萃取流程(普雷克斯流程和梭勒克斯流程)进行处理。当然,这两种堆型的乏燃料处理有更复杂的技术问题。虽然干法工艺对处理钚量高、短冷却、高比放的乏燃料具有明显的优点,但是,如果在工业上采用干法流程,还有许多复杂的技术问题需要解决。

2.8 乏燃料运输

乏燃料运输是用特殊容器和专用运输工具,在安全的防护措施下,将乏燃料从一地转送到另一地的过程。

随着世界上核电厂数量逐年增加,所卸下的乏燃料元件也日益增多。1970 年全世界乏燃料卸出量仅 1240tHM(吨重金属),到 1995 年,累计的乏燃料卸出量约为 17 000tHM。到 2020 年将增加到 368 000tHM。对乏燃料元件的处置方法,一是处理,一是堆址储存或离堆储存。除堆址储存外,无论采用哪种方法均需进行乏燃料运输。图 1.6-23 示出了压水堆核电厂的燃料循环一般情况。由此可见,它是构成核燃料循环的一个重要环节。

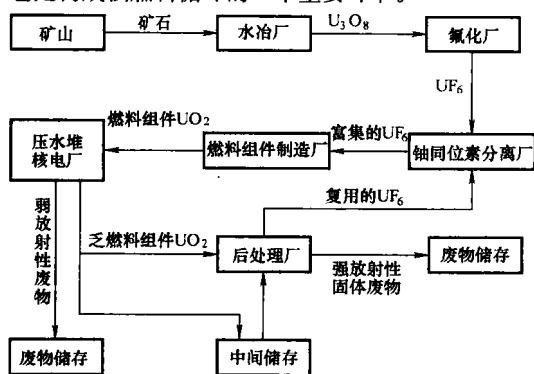


图 1.6-23 压水堆核电厂燃料循环

乏燃料带有裂变产物和强的放射性。现代轻水堆核电厂所用的燃料元件,在堆内停留 3~4 年左右,其燃耗深度有些已达 50 000MWd/tU 以上,即使经过“长期冷却”,每千克铀仍有数十个太贝可的 β 、 γ 放射性,而且还有很高的衰变热,一组压水堆元件经过半年冷却后仍有 10kW(热功率)。因此,乏燃料运输与未辐照核燃料的运输全然不同,它不仅技术复杂、费用很大,而且必须在严密的控制下进行,以确保运输安全,严防环境污染。

2.8.1 运输要求

对乏燃料元件的运输有以下要求:

1) 必须严格遵照国际原子能机构《放射性物质安全运输规程》(以下简称《IAEA 运输规程》)和本国有关规程进行运输。

2) 根据本国的特点,各国均规定了具体的运输审批制度。一般规定:对被运输物的种类、数量和运输路线、工具、可能发生事故的措施等必须进行设计和审查,并得到有关部门认可;对运输容器的设计和制造必须得到认可,并在有关部门登记;乏燃料发送前,必须对容器的密封性、表面

辐射水平、表面污染程度和运输工具及固定方式等进行检查并得到认可;必须再次对运输路线、特别要对安全措施以及万一发生事故后的应急措施进行认可。

3) 乏燃料运输容器属 B 型货包,必须进行正常运输条件及事故运输条件下的试验,合格后方可使用。

4) 操作人员需经技术培训,结业后才能进行操作。

2.8.2 运输方式

乏燃料组件在符合规程要求的条件下,可以通过公路、铁路和海上运输。由于对运输乏燃料组件的安全要求越来越高,容器重量越来越大,已有专门的运输车辆和船只。但不需要专用公路、铁路和码头,只要通过控制容器质量和严格组织运输环节来确保运输安全。

(1) 公路运输。

一般说来,公路运输适用于短途、容器重量小于 40t 的运输。装 2 组压水堆乏燃料组件(或 4 组沸水堆乏燃料组件),需载重 30t 的超重型卡车。卡车设计成低重心、有专门固定容器的装置和便于去污的结构。驾驶室有一定的防护措施。乏燃料公路运输一般均采用一个车队,对运输速度要加以限制。

(2) 铁路运输。

铁路车辆载重量大,适于长途运输。对数量多、运输距离长的乏燃料组件采用铁路运输。40t 以上的容器均用铁路运输。车速一般要小于 100km/h。

(3) 海上运输。

现在已有世界性组织采用专门船只运输乏燃料组件。在欧洲,有两个专门运输公司:一个是由英、法和德国参加的核运输公司(NTL),专门在欧洲运输二氧化铀燃料组件。另一个是由英、法、日联合的太平洋核运输公司(PNTL),专门运输乏燃料组件到欧洲。乏燃料运输船在结构上要具有双层船壳和船底,整个船舱隔成若干个密封舱,船头除防撞舱壁外,还设有辅助防撞舱壁。并装有专门屏蔽、设有冷却装置、备有监测和去污设备以及特殊的安全、导航和通信系统等。

2.8.3 运输容器

对装运乏燃料的容器有严格要求。

(1) 准则。

运输容器装满乏燃料时,必须保持次临界,容器外表面辐射剂量率不高于《IAEA 运输规程》的规定,必须适应环境温度从 $-40\sim 38^{\circ}\text{C}$ 的变化而保持足够的强度,能承受正常运输过程中的加速度、振动和共振的作用而保持其密封可靠性及完整性,甚至在极端事故情况下也要确保上述要求,不至于危害环境。

(2) 型式。

根据屏蔽材料的不同,乏燃料运输容器主要可分为:铅容器、钢容器、贫铀容器及球墨铸铁容器。任何运输容器的屏蔽都必须使最大预期的外部辐射剂量率降到规定的允许剂量水平之下。几种运输容器的主要特性如表 1.6-7 所示。

表 1.6-7 几种运输容器的特性

型 号		HZ-75	NTL12	IF-300	TN1300	CASTO RV/19
容 量	压水堆组件	7	12	7	12	19
	沸水堆组件	17	30	18	33	—
热容量(kW)		84	100	61	50	
总质量(t)		80	95	64	121	136

型 号	续表				
	HZ-75	NTL12	IF-300	TN1300	CASTO RV/19
装载 (tU)	3.3	5.7	3.5	5	10
内腔尺寸 (mm)	4556	5160	4578	5051	5025
长直径 (mm)	952	1220	953	1220	1480
冷却方式	空气/水	空气	水	空气	空气
主要运输方式	公路/海运	铁路	铁路	铁路	铁路
屏蔽材料	铅	钢	贫铀	球墨铸铁	钢

(3) 设计。

乏燃料运输容器设计要按照《IAEA 运输规程》和 ASME 锅炉和压力容器规范的要求进行。由于运输容器内装的是乏燃料，所以在设计容器时应从临界、传热、屏蔽及结构等方面来考虑。

1) 临界。在运输容器内装运的乏燃料必须保持次临界状态。为此，在容器内腔设置不均匀的中子吸收体，使有效增殖因子 k_{eff} 值小于 1。可采用的中子吸收体材料有：含硼聚乙烯、不锈钢包壳的硼化物或镉、硼不锈钢等。按需选择并设计成不同的结构形式。

在运输中，对临界安全的要求是，一旦发生运输事故，容器处在最大可信反应性配置形式时，必须保持次临界。

2) 传热。通过计算确定运输容器在正常和事故热环境下的温度分布，特别是确定在正常情况下容器表面最高温度和燃料元件最高温度、火烧事故情况下容器屏蔽层的温度分布和燃料元件最高温度。无论在何种条件下都不能超过《IAEA 运输规程》的规定。如，在没有曝晒时，容器表面温度不得超过 85℃，在火烧事故条件下不得减弱屏蔽效果和损坏燃料包壳，保证容器的密封性和完整性。

3) 屏蔽。轻水堆乏燃料组件的比活度很高，容器必须具有足够的屏蔽。可采用相应的屏蔽材料来吸收中子和减弱 γ 射线，使乏燃料运输容器的表面剂量率低于《IAEA 运输规程》的规定。在正常运输条件下，离容器表面 1m 处不得超过 0.1mSv/h；在事故运输条件下，距容器表面 1m 处不得超过 10mSv/h。车辆外表面任一点的剂量率应低于 2mSv/h，离车辆表面 2m 处应低于 0.1mSv/h。

4) 结构。一般由内筒、外筒、顶盖、格架、缓冲器、散热片、屏蔽层以及起吊装置等部分组成。图 1.6-24 示出了有铅屏蔽的容器结构简图。

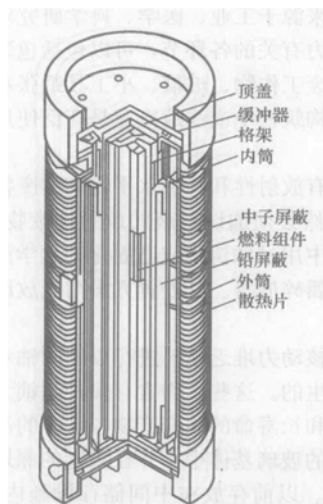


图 1.6-24 运输容器的结构

内筒通常由不锈钢制成。外筒与内筒连在一起构成环状部件，起支承和保护铅屏蔽作用，一般也由不锈钢制成。顶盖的主要作用是封闭容器中的放射性物质。格架用来分隔每个乏燃料组件，使其在运输过程中避免互相摩擦。格架有充分的通道，使乏燃料衰变热传递到容器壁上。在格架结构材料中加入中子吸收材料以防止发生临界事故。在发生撞击事故时，格架

应能限制每个燃料组件移动。为保护运输容器免受直接冲击，往往在容器顶部和底部装有缓冲器。在发生偶然事故时，它能产生变形从而吸收能量，以保护本身及内装的乏燃料免遭损坏。

5) 拎系装置。系指在拎系系统中牢固地连接到容器上的那部分装置，用包括拎系装置的拎系系统，使容器和运输车保持一定的几何关系。在设计中应考虑各种措施来保证拎系的可靠性。

(4) 试验。

乏燃料运输容器要满足《IAEA 运输规程》的规定，各国几乎毫无例外地均对容器进行正常运输条件下和事故运输条件下的各项试验。在正常运输条件下的试验项目有：喷水试验、自由下落试验、堆积试验、贯穿试验。

正常运输条件下某些试验项目如果可通过正常计算即可满足要求就不必进行。但对于容器在假想事故条件下的试验则必须进行，这些试验主要有：

下落试验、贯穿试验、耐火试验、水浸没试验。

经过试验的容器，其屏蔽的减弱不应使外部的辐射剂量率增加到在离容器外表面 1m 处大于 10mSv/h；一周内放射性内装物的累积漏失均应低于规程规定的限值。在容器中的物质要保持次临界。

(5) 质量保证和许可证。

乏燃料运输容器的设计、采购、制造、试验、装卸操作以及运输等，均必须有质量保证体系，严格执行质量保证大纲的各种规定。

试验合格的容器必须由国家有资格的单位发给许可证，才能投入使用。

2.9 乏燃料储存

乏燃料的比活度很高，还释放大量的衰变热，必须储存一段时间待放射性和余热降到一定程度后再进行操作及处理。按储存方式乏燃料储存又有湿式储存（水池储存）和干式储存之分。

2.9.1 湿式储存

湿式储存就是采用水池储存。由于世界上核电厂增加速度很快，而后处理能力很小，有些国家的现政策又不允许建立后处理厂，因此多年来各国对乏燃料湿式储存采取了一系列的措施以增加储存能力。例如：

1) 改进原核电厂的储存水池，使用密集格架。

2) 将乏燃料组件拆成燃料棒再装入钢制容器中，储存到水池中。

3) 按密集储存方式新建和扩建储存水池等。

(1) 储存水池。

储存水池有两种结构：

1) 在构筑物内建造内衬不锈钢的混凝土结构储存水池。水池内分割成若干小水池，每个小水池均装有储存格架。水池之间有水闸门隔开。储存水池设有冷却、通风、剂量监测、泄漏监测、补水及装卸料系统和检查及修复等装置。这种水池与后处理厂的相似，是核电厂内最常见的水池形式。

2) 利用地下岩洞建造的储存水池。瑞典的 CLAB 装置即属此类。该装置由乏燃料接收、储存及辅助厂房三部分组成。唯储存水池建在岩洞中。岩洞长 120m，宽 21m，高 27m，由整块岩石分割的四个水池组成。岩洞有防止外部冲击的良好性能，在内部意外事故下也可隔离环境，从而使环境免受污染。

(2) 储存格架。

有不含中子吸收材料和含中子吸收材料的两种。前者利用乏燃料间的距离来控制临界；后者将中子吸收材料制成方形孔道并依次焊在一起，底部与厚钢板底座相连。底座上开孔，以便水通过孔道冷却乏燃料（见图 1.6-25）。

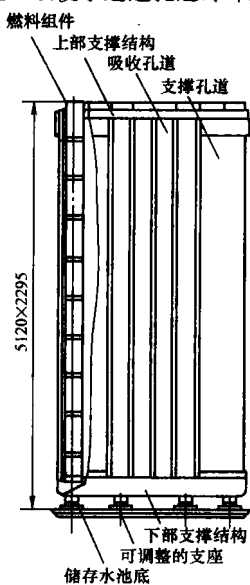


图 1.6-25 储存格架简图

由于乏燃料带有强放射性和余热，对储存水池的设计及其运行必须遵循以下要求：

1) 抗震。地震等自然灾害能直接破坏水池，或因格架、起重机等掉入而损坏水池，故储存水池应按一级抗震要求设计。

2) 核设计。在乏燃料最大储存容量下确保将其布置得处于次临界状态，为此，在设计中假定燃料是未经辐照的和水池充满纯水，此时格架及转运装置形成的增殖系统的有效增殖系数 k_{eff} 不超过 0.90。

3) 热工水力设计。水池冷却系统必须考虑在正常运行条件下，当水池存满乏燃料时，水池的最高温度不超过 50℃。

4) 其他。如对起重机操作、防护水层高度和水位监测、避免乏燃料损伤等都有一定的要求。

2.9.2 干式储存

世界各国已建成的干式储存设施主要有空气冷却储存室、干式混凝土容器、干井及金属容器四种。

(1) 空气冷却储存室。

将乏燃料储存在重混凝土屏蔽的空气冷却储存室，空气通过自然对流将乏燃料的衰变热带走，由烟囱排出。储存室内分隔成若干圆柱形孔道，带有外包装容器的乏燃料组件垂直存放在孔道内。乏燃料组件的间距应保证不发生核临界。储存室可设置在地面，也可在地下。储存库设有气体监测系统以监测放射性和包装容器的泄漏。

(2) 干式混凝土容器。

由圆柱形钢筋混凝土本体及顶盖构成。外径/内径×高为 3m/1m×7.6m，总质量约 130t。空气从其底部进入，由顶部排出。带走乏燃料释放的余热。装有乏燃料组件的容器可储存在普通的地面建筑物内。储存厂房应设有装料设备间、转运通道、容器装车间及控制室等，所有工作间均采用钢筋混凝土结构。

(3) 干井。

由混凝土构成，内放置碳钢制井筒，井口有混凝土塞子。装有乏燃料组件的格架储存在干井中。干井储存库一般由接收、转运及储存三部分组成。带有外包装的乏燃料组件在接收设施内放入格架，在转运设施中进入屏蔽运输容器，最后用门式吊车运到干井储存。储存区内也设有连续的气溶胶监测器。

(4) 金属容器。

由内衬不锈钢套的球墨铸铁或锻钢制成。壁厚约 300~400mm，壁外有散热片。盖子分两层，内层为屏蔽层，外层起固定作用。容器内装有由厚 15mm 的含硼铝板制成的格架，为装载乏燃料组件之用。对设计好的金属容器要根据屏蔽、临界计算，热和强度分析及正常和事故条件下的试验进行安全分析。由于这种容器既用于运输又用于储存，故还需

增加模拟飞机撞击容器试验。

一个外径/内径×高为 2500mm/1200mm×7000mm 的金属容器质量为 120t，可装压水堆燃料组件 12 束或沸水堆燃料组件 33 束。装有乏燃料组件的金属容器运到储存库储存。典型的储存库大小为长 180m、宽 38m、高 20m。由卸料区、容器服务站、控制室和储存区四部分组成。从运输车卸下储存容器，经过密封性、剂量等检查，合格的容器进入储存区储存。上述的储存库可储存 420 个容器，每个容器上均设有密封监测装置，由控制室集中进行监测。储存区应有良好的通风，库内有 γ 、中子监测系统，墙和屋顶要有附加屏蔽，确保厂外周围剂量率小于 0.01mSv/h。

与湿式储存相比，干式储存的乏燃料不直接与空气接触，几乎无二次废物，其运行和维修也比较简单，环境污染也较少，扩建的灵活性较大，又适于长期储存，但容器的制造费用颇高。

两种储存方式各具优缺点。水池储存在设计、建造及运行方面都积累了丰富的经验，其技术还在不断发展，今后仍将继续使用。早期建造的一些储存水池正在陆续改装成密集存放。干式储存的形式较多，各主要工业国仍在探求新的方式。德、法、美、日等国均开展了容器储存技术的研究。为了降低容器的制造费用、储存费用以及储存空间，目前，容器中装载的乏燃料组件的冷却时间已由原来的 6 个月延长至 5 年、8 年甚至 10 年。这样，外径、高度与质量相近的容器就可由装载 12 组 PWR 乏燃料组件扩大为 28 组，从而充分利用了储存库。目前，德国有两座 1500t 的干式容器储存库正在运行，其他一些国家也正在使用或建造此类储存库。

2.10 放射性废物的处理和处置

放射性废物通常定义为：“含有放射性核素或受放射性核素污染的预期不再使用的任何材料，且放射性核素的浓度或放射性污染水平大于管理部门规定的豁免水平。”

放射性废物及其处置问题是几十年来在原子能应用领域中各国科学家、政府和公众最为关注的问题之一。

2.10.1 放射性物质的分类和来源

(1) 放射性物质的分类。

放射性废物是多种多样的。从状态分类，可分为气载废物、液体废物和固体废物；从放射性的水平分类，可分为低放、中放和高放废物，从其放出的射线分类，可分为 α 、 β 和 γ 废物。

所谓低放废物，是指所含长寿命放射性核素的量可以忽略不计的放射性废物。它们来源于工业、医学、科学研究等部门的和平核活动以及核动力有关的各环节，可以包括包装好的被放射性污染的手套、废工作物、玻璃、小工具纸张和过滤材料等。储存在近地表构筑物中或浅地掩埋是广泛使用的处置方案。

所谓中放废物，是指含有放射性和释热水平比高放废物低，但在装卸和运输期间仍然必须加以屏蔽的放射性废物。此类废物也包括反应堆运行中用过的树脂或已固化的化学淤渣，以及设备的零部件或金属碎屑等。其处置方案与低放废物所用的类似。

所谓高放废物，是指将核动力堆乏燃料进行以回收铀和钚为目的的后处理过程中产生的。这些废物含有多种超铀元素和一些放射性很强、发热和长寿命的裂变产物。液态的高放废物通常是先固定在固体的玻璃基体中，并在稳定的深地质层中进行最终处置和隔离。以前存放在中间储存设施内、未经后处理的乏燃料也可列为高放废物。含 α 废物（也称超

铀废物, 钚污染废物), 是指包括被足够多的发射 α 射线的长寿命核素污染, 因而不允许做近地表处置的废物。它主要产生于乏燃料后处理和混合氧化物燃料元件制造过程, 可按高放废物类似方案处置。

(2) 放射性废物的来源。

放射性废物来源于包括核燃料循环在内的下列几种活动:

- 1) 铀和钍的矿石开采和冶炼。
- 2) 核燃料循环中的铀转化、浓缩、燃料元件制造及乏燃料后处理。
- 3) 核电站运行。
- 4) 核设施的去污和退役。
- 5) 各相关部门的同位素应用。
- 6) 船用核动力反应堆卸出的乏燃料和污染物。
- 7) 核武器的生产和试验。

在核燃料循环各环节所产生的放射性废物中, 就体积来说, 铀尾矿占绝大部分; 但就放射性活度来说, 铀尾矿所占份额很小, 绝大部分是乏燃料和后处理部分高放废物的。

2.10.2 放射性废物的处理

(1) 放射性废气处理。

1) 放射性废气的稀释排放。铀矿开采产生的粉尘、氡气及其子体, 通常通过改善通风来解决; 反应堆及核工厂排出的废气大多需经过储存衰变和一定的净化处理, 经监测合格后通过高烟囱排入大气中进行稀释扩散。

2) 放射性废气净化处理。放射性废气包括放射性气体和气溶胶。放射性气体主要是气态裂变产物(碘、氪、氙、氡等), 当固体和液体的微粒悬浮在气体中即形成气溶胶。放射性气溶胶主要是由化学分离出来的铀、钚和裂变产物或其他放射性物质被大气中的悬浮物吸附或溶解而生成。因此需将放射性废气中的放射性微粒和有毒的组分予以清除后才允许排到大气中。

对于气溶胶的去除通常采用高效过滤器; 化合物 NO_x 一般采用冷凝—回流、水和稀硝酸吸收来排除; 放射性碘的去除一般采用活性炭吸附床和附银硅胶、银反应器等; 在后处理工厂排出的放射性核素中, ^{85}Kr 占绝大部分, 其回收方法有氟利昂吸收法和低温蒸馏法等; 从后处理尾气中去除夹带在 CO_2 气体中的 ^{14}C 的方法主要有氢氧化钠或氢氧化钙洗涤和分子筛吸附等。

(2) 放射性固体废物的处理。

放射性固体废物根据其性质采用不同的处理方法, 并应最大限度地提高废物的稳定性和减少废物体积。

1) 压缩和切割。将放射性固体废物装进金属或非金属容器中, 用压缩机进行压缩。

2) 焚烧。可燃性的放射性固体废物有纤维类物质、塑料、橡胶、有机离子交换树脂等, 通过焚烧能使体积减少到原来的 $1/10 \sim 1/15$ 。

3) 包装。为了固定废物, 常使用气密容器外加混凝土包装。便于陆地储存。

4) 去污。在后处理厂和放化实验室中受污染的设备、器材等, 应用洗涤剂溶液擦洗去污, 以减少需处理的废物体积。

(3) 放射性废液的处理。

1) 高放废液的处理。

①高放废液的储存。高放废液主要来自于乏燃料后处理厂, 并且其活度高、成分复杂。美国和俄罗斯曾分别采用碳钢做覆面的混凝土储存槽和混凝土制的高放废液储存槽, 但

都曾发生泄漏事故。

②高放废液的固化。应选择合适的固化体, 它们必须具有良好的化学稳定性、热稳定性、辐照稳定性和导热性, 对废物的氧化物有良好的包容性和减容性以及一定的机械强度。目前, 正在使用或大力研究的主要固化体有:

(a) 硼硅酸盐玻璃, 它是目前最广泛使用的高放废液固化体。

(b) 磷酸盐玻璃, 是早期广泛使用的高放废液固化体, 但目前只有俄罗斯采用。

(c) 合成岩。

(d) 水泥, 这是近年来国外研究的重点之一, 目的在于寻找水泥的配方和制作工艺, 使水泥固化体十分致密, 产品尽可能稳定, 核素难以浸出。

目前, 世界上实现高放废液固化的主要工艺有: 连续工艺有法国、英国的两步法工艺, 美国、日本、德国的电熔炉工艺等。

2) 中放废液的处理。将中放废液转变成比较稳定的固体形态是目前国外普遍采用的处理方法。采用的固化技术有: 水泥固化、沥青固化、聚合物固化。此外还有水力压裂注浆固化。

①水泥固化。是目前最为普遍使用的中放废液的固化方法, 它的主要优点是工艺简单、成本低, 主要缺点是固化产品体积大、核素浸出率高。

②沥青固化。也是一种最普遍使用的固化中放废液的方法。其主要的优点是废物保容量大、减容比高、核素浸出率比较低。主要缺点是固化体形状自持性能差, 易着火。

③塑料固化。是一种比较新的固化技术, 分为热固型聚合物固化和热塑型聚合物固化。热固型聚合物固化的基材主要有: 聚苯乙烯——二乙烯苯、环氧树脂等。热塑型聚合物固化采用的基材是聚乙烯。

上述三种技术其固化体的性能优劣, 比较如下:

- ① 抗浸出率: 水泥 $<$ 聚合物 $<$ 沥青。
- ② 耐辐照性: 聚合物 $<$ 沥青 $<$ 水泥。
- ③ 机械稳定性: 沥青 $<$ 聚合物 $<$ 水泥。
- ④ 耐火性: 沥青 $<$ 聚合物 $<$ 水泥。
- ⑤ 废物的包容量: 水泥 $<$ 沥青 $<$ 聚合物。
- ⑥ 经济性: 聚合物 $<$ 沥青 $<$ 水泥。

3) 低放废液的处理。低放废液的处理方法有如下两种:

①天然池蒸发, 此法简单、省钱, 但只适用于位于气候干旱、人烟稀少的地域采用。

②絮凝沉淀—蒸发—离子交换三段流程。

对于低放浓缩液, 仍需用和中放废液固化法相同的方法来固化。

2.10.3 放射性废物的处置

(1) 高放废物的处置。

高放废物的处置通常是指把需要长期隔离的高放废物进行最终的处置, 使其与人类环境长期隔离, 确保人类和环境长期的辐射安全。目前需长期隔离的有三类废物, 即乏燃料、高放玻璃固化块和超铀废物。

高放废物的最终处置方案有: 深地层处置、海床处置、分离嬗变。

1) 深地层处置。是最现实的方案, 业已证实它的安全性和可靠性。具体有三种方案, 即巷道处置、岩石熔化和超深钻孔。其中巷道处置使用最多。

2) 海床处置。目前尚有法律障碍。

3) 分离嬗变。这种方法是从高放废液中分离锕系元素和长寿的裂变产物,然后将它们嬗变为短寿命的核素。嬗变方法,一是通过加速器;二是通过反应堆,特别是快堆。

(2) 中低放废物处置。

中低放废物的处置技术主要有:陆地浅埋、岩洞处置、水力压裂和海沟投放。

(3) 铀矿废石与尾矿的处置。

铀矿山固体废物主要是废石,它包括地下开采时挖掘出来的岩石和围岩,露天开采时剥离下来的覆盖岩层和地表外的矿石,以及预选中拣出来的不合格矿石。

水冶厂的固体废物主要是提取铀剩下的尾矿。尾矿的产生量大致与原矿石数量相等。尾矿中的残留铀一般为原矿石铀含量的10%。但尾矿中所含的镭为原矿石镭的95%~99.5%,其放射性为原矿石的70%~80%。

铀矿废石、尾矿造成的主要污染包括:

1) 由于管理不善,把废矿石以及尾矿作为铺路、垫道,以及制造水泥的材料,因此,使部分地面和建筑物的氡浓度超过标准。

2) 废石堆和尾矿坝稳定性差,一旦遇到山洪袭击,将大量的废石、矿泥冲走流失,淹没农田土地。

3) 尾矿坝1000m范围内的地下水可能会受到不同程度的污染,有些井水可能就不能饮用等。

为此世界各国开始重视废石与尾矿的处置问题。如美国的尾矿辐射控制法规定:

1) 尾矿坝必须埋在地表以下。

2) 坝的底部必须加衬,坝底平整后,先要铺上黏土,然后铺上塑料薄板。

3) 尾矿坝退役后要进行覆盖。

对废矿石和尾矿的处理和处置,一般常用的办法有:

1) 改革传统的采选冶工艺,尽可能地减少废物的产生量。

2) 妥善处置退役关闭的矿山和选冶厂。把废石和尾砂充填地下的采空区、旧巷道;露天采场进行覆盖,包括必要的平整以及植被。

3) 对废石场和尾矿坝进行最终处置。对废石场要进行调整加固,如用砌石堆围场,防止废石的流失;要对尾矿坝进行稳定化处理,保证坝体外坡的绝对安全,常用的稳定化方法有:

① 物理处置法,在尾矿暴露部分覆盖块石、水泥板,以及高效沥青乳剂等;

② 化学稳定法,在尾矿暴露部分用化学试剂进行覆盖,如硅酸钠、水泥、沥青乳剂等;

③ 植被法,在尾矿砂暴露部分直接施肥种草,植树。该法是一种经济的方法;

④ 综合法,这是常用的方法,即在平整后的尾矿上先覆盖一层黏土,而后铺砾石、碎石和土壤,然后撒一定量的化肥并植草种树。

4) 研究新的最终处置技术。目前正在研究的有:浓缩法堆坝技术、细颗粒尾砂固化技术、尾矿烧粒技术、尾矿除镭技术等。

参考文献

- 1 Weinberg A M, Wigner B The Physics Theory of Neutron Chain Reactor 1985.
- 2 Jones O C. Nuclear Reactor Safety Heat Transfer 1981.
- 3 AP-1000 先进核电技术. 核电专刊 2005. 7.
- 4 EPR 先进核电技术. 核电专刊. 2005 年
- 5 Mario D. Carelli. IRIS and New Generation of Nuclear Engineers. Westinghouse Science and Technology. October 2001.
- 6 J. Alan Beard ESBWR Overview. September 2006.
- 7 IAEA INSAG-5. The Safety of Nuclear Power. 1992.
- 8 USNRC Perspectives on Reactor Safety NUREG/CR-6042 1994.
- 9 JohnE. Till H. Robert Meyer Radiological Assessment NUREG/CR-3332 USNRC 1983.
- 10 A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems DOE NERAC & GIF December 2002.
- 11 Y. Shimomura et al. ITER Overview, Nuclear Fusion 1999.
- 12 ITER Status September, 2005.
- 13 《中国电力百科全书》编委会, 核能及新能源发电卷, 第 2 版, 北京: 中国电力出版社, 2001
- 14 连培生编著. 原子能工业. 北京: 原子能出版社, 2002.
- 15 马昌文, 徐元辉. 先进核动力反应堆. 北京: 原子能出版社, 2001.
- 16 赵仁愷等. 863 计划能源技术领域研究工作进展. 北京: 原子能出版社, 2001.
- 17 苏宜森等译. IAEA 专题会议文集. 先进核电系统设计、技术、安全及其部署战. 北京: 原子能出版社, 1997.
- 18 叶奇蓁等编著. 电机工程手册. 第 7 卷. 2 版. 北京: 机械工业出版社, 1997.
- 19 IAEA INSAG-12 Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants (75-INSAG-3 Rev1), 1999.
- 20 王维鳞等译. 国际原子能机构安全丛书第 50-C/SG-Q 号, 核电厂和其他核设施安全的质量保证. 北京: 原子能出版社, 1999.
- 21 程建秀主编. 核设施质量保证基础教程. 北京: 原子能出版社, 2001.
- 22 IAEA Safety Standards Series No. GS-R-3. The Management System for Facilities and Activities. VIENNA: IAEA, 2006.
- 23 黄逸达编著. 核电厂的质量保证和质量管理. 3 版. 北京: 中国科学技术出版社, 2003.
- 24 谢仲生. 21 世纪核能—先进核反应堆. 西安: 西安交通大学出版社, 1995.
- 25 王乃彦. 聚变能及其未来. 北京: 清华大学出版社, 2001.
- 26 张建民. 核反应堆控制. 西安: 西安交通大学出版社, 2002.
- 27 濮继龙. 压水堆核电厂安全与事故对策. 北京: 原子能出版社, 1995.
- 28 朱继洲. 核反应堆安全分析. 西安: 西安交通大学出版社, 北京: 原子能出版社, 2004.

第 2 篇 压水堆核电厂

主编单位：中国核电工程有限公司

中国核动力研究设计院

主 编：李晓明 黄学清 杨怡元 夏祥贵 李映发

编写人员：李 明 刘 江 朱京梅 张志银 李丽娟 谭广萍

宋建军 于 勇 戴一辉 郭静涛 霍建明 刘 伟

唐兴贵 张来平 奚绍黄 陈铁军 王 勇 俞光卫

王 强 张 莉 王彦君 崔育忠 冉慧敏 尹小丽

姜庆水 李 晟 沈 蓉 张超琦 苟在文 王黎丽

李玉民 王家树 贺旭霞(中国核电工程有限公司)

张世权 芮 旻 李经纬 李春槐 魏永仁 由德戌

赵 山 关建维 甘建衡 王松峰 钟元璋 苏先顺

李红鹰 周祖鑑 张 瑞 刘 炯 李小芬 左 文

陈 智 刘艳阳 李文平(中国核动力研究设计院)

审稿人员：杨怡元 田树全 赵 侠 刘 江 于 勇 戴一辉

高明清 奚绍黄 崔育忠 张超琦(中国核电工程有限公司)

夏祥贵 李映发 邢欣查 章宗耀 赵善德 江兴英

闵元佑 由德戌 周祖鑑 陈佩贞(中国核动力研究设计院)

第1章 概述

1 压水堆核电厂的组成部分

1.1 核能发电基本原理

压水堆全称为加压轻水慢化冷却反应堆。压水堆核电厂的反应堆采用普通高纯水作慢化剂和冷却剂，低富集度的二氧化铀为燃料，为了把反应堆的出口水温提高到 300°C 左右，必须将压力提高到 $14\sim 16\text{MPa}$ 左右，以防止沸腾。所以称这种类型的反应堆为加压水反应堆，简称压水堆。

在压水堆核电厂中，反应堆的作用是进行核裂变，将核能转化成热能，水作为冷却剂流经堆芯将堆内释放的热量通过反应堆冷却剂管道传到蒸汽发生器，在那里传递给二次侧的给水（二回路工质），使其成为饱和蒸汽。冷却剂在蒸汽发生器中被冷却后由主冷却剂泵打回反应堆重新加热，形成一个封闭的吸热和放热的循环流动过程，这个循环回路称为一回路，也是核蒸汽供应系统的主要部分，其功能是冷却堆芯并带走热量。由于一回路的主要设备是反应堆，所以通常将一回路及其辅助系统和厂房统称为核岛（NI）。

二回路工质（汽轮机工质）在蒸汽发生器中被加热成饱和蒸汽后进入汽轮机膨胀做功将热能转变为机械能，带动发电机发电，把机械能转换为电能。做完功的蒸汽被排入凝汽器，由循环冷却水进行冷却，凝结成水后由凝结水泵送入加热器预加热，再经由给水泵输入蒸汽发生器，完成了汽轮机工质的封闭循环，此回路被称为二回路。二回路系统功能与常规蒸汽动力装置基本相同，所以将它及其辅助系统和厂房统称为常规岛（CI）。

综上所述，核能发电实际是核能→热能→机械能→电能的能量转换过程。其中热能→机械能→电能的能量转换过程与常规火力发电厂的工艺过程基本相同，只是设备的技术参数略有不同。核反应堆的功能相当于常规火电厂的锅炉系统，只是由于流经堆芯的反应堆冷却剂带有放射性，不宜直接送入汽轮机，所以压水堆核电厂比常规火电厂多一套动力回路。压水堆核电厂流程原理图见图 2.1-1。

1.2 压水堆核电厂系统构成

1.2.1 核岛系统

一回路系统通常由并联到反应堆的 2~4 条相同的传热环路组成。反应堆外壳是一个耐高压容器，被称为压力容器或压力壳，堆芯安装在其内部。每一条环路有一台反应堆冷却剂泵，一台蒸汽发生器和相应的反应堆冷却剂管道，与反应堆构成一条封闭的回路。整个一回路的运行压力由一台与其中一条环路热段连接的稳压器来维持，并控制其可能产生的压力波动。系统作为压力边界提供了一个防止在反应堆里产生的放射性释放的屏障，并用来确保在核电厂整个寿期内的完整性。

此外，核岛系统还包括一些安全系统和辅助系统，按照功能大体分为四类。

（1）专设安全系统。在反应堆发生大量失水事故时可以自动投入，阻止事故的进一步发展扩大，保护反应堆的安全，同时防止放射性物质向大气环境扩散。专设安全系统包括安全注入系统、安全壳喷淋系统、辅助给水系统、安全壳大气监测系统和安全壳隔离系统等。

（2）核辅助系统。保证反应堆和一回路正常启动、运行和停堆。核辅助系统主要包括化学和容积控制系统、反应堆硼和水补给系统、蒸汽发生器排污系统、核取样系统、核岛疏水排气系统、余热排出系统、反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统、硼回收系统、设备冷却水系统、核燃料装卸、运输和储存系统等。

（3）三废处理系统。回收和处理放射性废物以保护和监测环境。三废处理系统主要包括废气处理系统、废液处理系统、固体废物处理系统、核岛污水回收系统、放射性洗衣房系统等。

（4）电厂辅助系统。包括采暖空调系统、水处理系统、压缩空气系统等常规系统。

1.2.2 常规岛系统

常规岛系统可划分为汽轮机回路、循环冷却水系统和电

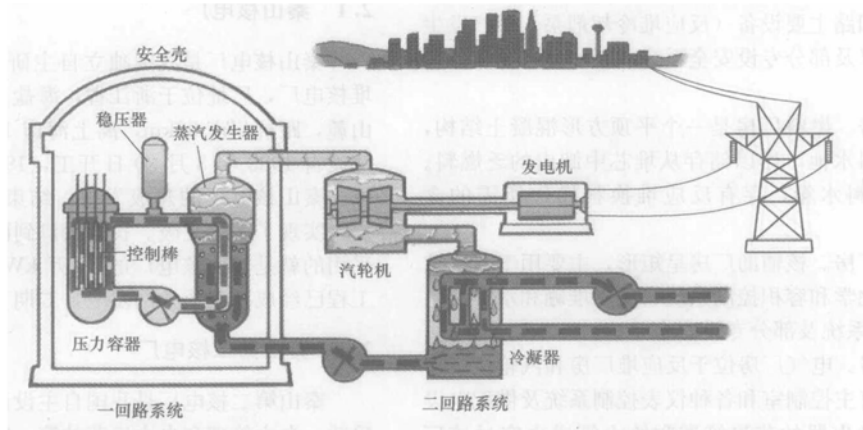


图 2.1-1 压水堆核电厂流程原理

气系统三大部分。

(1) 汽轮机回路。汽轮机回路的主要设备有汽轮机、汽水分离再热器、凝汽器、凝结水泵、低压加热器、除氧器、主给水泵和高压加热器等。蒸汽发生器的出口饱和蒸汽后进入汽轮机带动发电机发电,然后排入凝汽器,在凝汽器中由循环冷却水冷凝成凝结水,凝结水由凝结水泵经低压加热器加热后送入除氧器进行除氧,再由给水泵经高压加热器加热后输入蒸汽发生器作为给水产生蒸汽循环使用。由于蒸汽发生器传热管将一、二回路隔离开,这个汽水循环回路中的水和蒸汽是不带放射性的。高、低压加热器的加热热源分别由汽轮机的高压缸和低压缸中间级抽汽提供。

由于汽轮机的进口蒸汽为饱和蒸汽,高压缸的排汽含有较多水分,为防止或降低蒸汽对汽轮机叶片的冲蚀作用,在高压缸和低压缸之间设置了汽水分离再热器,以分离高压缸排汽中的水分,并使进入低压缸的蒸汽变为微过热蒸汽。

为了在汽轮机大负荷瞬间变化或汽轮机紧急跳闸时使反应堆能维持适当负荷,不至于停堆,另外设置了蒸汽旁路系统,主蒸汽可由主蒸汽汽联箱直接通往凝汽器和除氧器或直接排向大气。

(2) 循环冷却水系统。亦称三回路,其主要功能是向凝汽器供给冷却水,确保汽轮机凝汽器的有效冷却。对应滨海核电厂,该系统是个开放式回路,循环水从海中抽取,流经凝汽器管路后,循环水又流回海里。对于内陆核电厂,循环冷却水可以是封闭循环,通过冷却塔向大气排放热量。

(3) 电气系统。电气系统包括发电机、励磁机、主变压器、厂用变压器等。发电机出线电压经主变压器升压后与主电网相连。在正常运行时整个厂用设备的配电设备由发电机的出线经过厂用变压器降压供电,当发电机停机时则由主电网经过主变压器反向供电。若此时主电网失电,则由另一外部电网经过辅助变压器向厂内供电。当上述电源均故障不可用时,则由备用的柴油发电机组向厂内应急设备供电,以保障核电厂设备的安全。

1.3 厂房布置

核电厂根据厂址条件一般布置一台至数台核电机组以及与核电机组有关的辅助厂房、附属厂房及共用建筑物,通常分为核岛、常规岛和电厂配套设施(BOP)三部分。

1.3.1 核岛主要厂房

(1) 反应堆厂房。反应堆厂房又称安全壳,是一个带有准球形或半球形穹顶的圆柱形预应力钢筋混凝土结构,内表面有安全壳钢衬里,可承受绝对压力 0.5~0.6MPa 的内压。反应堆和其他一回路主要设备(反应堆冷却剂泵、蒸汽发生器、稳压器等)以及部分专设安全系统和核辅助系统设备均布置在安全壳内。

(2) 燃料厂房。燃料厂房是一个平顶方形混凝土结构,内部主要有乏燃料水池,用以储存从堆芯中卸出的乏燃料。厂房背面紧邻换料水箱,存有反应堆换料操作所需的含硼水。

(3) 核辅助厂房。核辅助厂房呈矩形,主要用于布置核辅助系统(包括化学和容积控制系统、反应堆硼和水补给系统等)、废物处理系统及部分专设安全系统。

(4) 电气厂房。电气厂房位于反应堆厂房和汽轮机厂房之间,内部布置有主控制室和各种仪表控制系统及供配电设备。此外,蒸汽发生器的蒸汽管道和给水管也穿过该厂房,使核岛和常规岛构成一个整体。

除上述主要厂房外,核岛还包括柴油发电机厂房、连接

厂房、辅助给水储存箱等。

1.3.2 常规岛主要厂房

常规岛厂房主要由汽轮机厂房和辅助间以及联合泵站等组成。汽轮机厂房容纳二回路及其辅助系统的主要设备,包括汽轮机、发电机、凝汽器、加热器、除氧器、给水泵等。相邻的辅助建筑物还有通风间、润滑油传送间、变压器区等。

联合泵站位于循环冷却水的取水口处,内部主要设置循环水泵和旋转滤网,为汽轮机组的凝汽器提供冷却水源。

1.3.3 电厂配套设施(BOP)

电厂配套设施数目较多,它们既不属于核岛也不属于常规岛,有些甚至与核岛、常规岛系统之间没有直接联系(如全厂安保系统),但又是保证核电厂正常安全运行必不可少的组成部分。电厂配套设施主要包括检修车间、现场实验室、废物辅助厂房、除盐水生产车间、主开关站等。

2 中国内地压水堆核电厂发展概况

自 1991 年我国自行设计建造的秦山 30 万 kW 原型压水堆核电厂运行发电以来,引进法国技术建造了大亚湾及岭澳四台 90 万 kW 压水堆核电机组,自主设计建造了秦山二期两台 60 万 kW 压水堆核电机组,采用俄罗斯技术建造了田湾两台 100 万 kW 压水堆核电机组,正在自主设计建造秦山二期扩建工程两台 65 万 kW 和岭澳扩建工程 2 台 100 万 kW 压水堆核电机组。建成和在建共有 13 台压水堆机组。核电从起步阶段迈向大批量发展过渡阶段。并采用“交钥匙”方式向巴基斯坦出口了恰希玛一、二期两台 30 万 kW 压水堆核电机组。秦山核电厂主要技术指标和技术参数见表 2.1-1。

表 2.1-1 秦山核电厂主要技术指标和技术参数

核蒸汽供应系统额定热功率	966MWe
机组电功率	300MWe
设计压力	17.17MPa (绝对)
环路数	2
布置方式	单堆布置
机组可利用率	>70%
电站设计寿命	40 年
换料周期	12 个月
燃料组件数	121
极限安全地震动 SL-2	0.25g

2.1 秦山核电厂

秦山核电厂是我国独立自主研发的 30 万 kW 原型压水堆核电厂,厂址位于浙江省,海盐县城东南 11km 外的秦山山麓,距杭州市 92km,离上海市 126km。秦山核电厂工程建设自 1985 年 3 月 20 日开工,1991 年 12 月 15 日并网发电。秦山核电厂的建成发电,结束了中国内地无核电的历史,实现了零的突破。我国出口到巴基斯坦的恰希玛核电厂采用的就是秦山核电厂的 30 万 kW 核电机组,恰希玛一期工程已经成功建成并网发电,二期工程正在建设之中。

2.2 秦山第二核电厂

秦山第二核电厂是我国自主设计、自主建造、自主组织采购、自主管理和自主运营的第一座大型商用核电厂,距离秦山核电一期工程和三期工程约 2.5km。

秦山第二核电厂是完全由我国国内设计院自主设计的装

机容量为 2×65 万 kW 级的压水堆核电机组, 工程总投资 148 亿人民币, 电站设计寿命 40 年。1 号机组于 2002 年 4 月 15 日比计划提前 47 天投入商业运行, 2 号机组于 2004 年 3 月 11 日实现首次并网发电, 5 月 3 日正式投入商业运行。秦山第二核电厂主要技术指标和技术参数见表 2.1-2。自建成 4 年多运行状况良好, 各项运行技术指标均达到或高于设计值, 这表明我国首台 60 万 kW 级核电机组的设计是成功的, 具有较高的安全技术性能和经济性能。核反应堆热工余量大、反应堆等设备设计裕量大, 整体上达到了目前国际上核电厂(第二代)设计的相应水平, 部分性能指标接近或达到发达国家为新建核电厂制定的《用户要求文件》(URD) 的要求。工程安全 and 质量完全符合国家核安全法规和国际规范的要求。投资远低于我国同期引进的核电项目, 是近期世界上建成和在建核电厂中较低的。国产化率达到 55%。在 55 项关键设备中有 47 项是国内制造的。一批大宗核电专用材料通过研制, 实现了国产化。秦山第二核电厂是继秦山核电厂实现我国大陆核电零的突破后, 我国核电发展新的里程碑, 实现了我国自主建设大型商用核电厂的重大跨越。

表 2.1-2 秦山第二核电厂主要技术指标和技术参数

核蒸汽供应系统额定热功率	1936MWt
机组名义电功率	650MWe
设计压力	17.2MPa (绝对)
环路数	2
布置方式	双堆布置
电厂设计负荷因子	75%
电站设计寿命	40 年
换料周期	12 个月
堆芯燃料组件	AFA-2G (正向 AFA-3G 过渡)
燃料组件数	121
极限安全地震动 SL-2	0.15g

2.3 大亚湾核电厂

大亚湾核电厂是我国借助外方信贷、引进全套技术设备和管理进行建设的第一座大型商用压水堆核电厂, 厂址位于中国南海大亚湾的西侧, 大鹏湾澳口北岸的麻岭角, 厂址西距深圳市中心的直线距离约 45km, 西南距香港地区中心的直线距离约 52km, 拥有两台采用法国技术、装机容量为 984MW 的压水堆核电机组。1987 年 8 月 7 日工程正式开工, 1994 年 2 月 1 日和 5 月 6 日两台机组先后投入商业运行。电站年发电能力约为 140 亿 kWh, 目前电站上网电量的 70% 输入香港, 30% 供应广东。大亚湾核电厂主要技术指标和技术参数见表 2.1-3。大亚湾核电厂的建设和运行, 实现了我国大型商用核电厂的起步, 为我国核电建设跨越式发展作出了贡献。

表 2.1-3 大亚湾核电厂主要技术指标和技术参数

核蒸汽供应系统额定热功率	2905MWth
机组名义电功率	984MWe
设计压力	17.23MPa (绝对)
环路数	3
布置方式	双堆布置
电厂设计负荷因子	70%
电站设计寿命	40 年
换料周期	12 个月
堆芯燃料组件	AFA-2G (目前已过渡到 AFA-3G)
燃料组件数	157
极限安全地震动 SL-2	0.2g

2.4 岭澳核电厂

岭澳核电厂是中广核集团按照国务院确定的“以核养核, 滚动发展”方针, 继大亚湾核电厂投产后, 在大亚湾兴建的第二座大型商用核电厂, 由岭澳核电有限公司建设与经营。岭澳核电厂厂址位于大亚湾核电厂东 1.2km, 厂址规划建设 4 台百万千瓦级核电机组, 一期工程建设两台装机容量 99 万 kW 的压水堆核电机组, 主体工程 1997 年 5 月开工, 2003 年 1 月建成投入商业运行, 2004 年 7 月 16 日通过国家竣工验收。岭澳核电厂以大亚湾核电厂为参考, 结合经验反馈、新技术应用和核安全发展的要求, 实施了 52 项技术改进, 全面提高了核电厂整体安全水平和机组运行的可靠性、经济性; 实现了项目管理自主化、建筑安装施工自主化、调试和生产准备自主化; 实现了部分设计自主化和部分设备制造国产化, 整体国产化率达到 30%。

2.5 田湾核电厂

田湾核电厂是中俄两国在核能领域开展的高科技合作, 是两国间迄今最大的技术经济合作项目, 也是我国“九五”计划开工的重点核电建设工程之一, 由中国核工业集团公司控股建设。厂址位于江苏省连云港市连云区田湾, 厂区按 4 台百万千瓦级核电机组规划, 并留有再建 2~4 台的余地。一期工程建设 2 台单机容量 106 万 kW 的俄罗斯 AES-91 型压水堆核电机组, 设计寿命 40 年, 年平均负荷因子不低于 80%, 年发电量达 140 亿 kWh。

田湾核电厂采用的俄 AES-91 型核电机组是在总结 WWER-1000/V320 机组的设计、建造和运行经验基础上, 按照国际现行核安全和辐射安全标准要求, 并采用一些成熟的先进技术而完成的改进型设计。其安全系统的设计理念, 已经达到第三代渐进型压水堆核电厂的水平。其主要技术特点包括: 反应堆厂房采用双层安全壳、安全系统采用完全独立和实体隔离的 4 通道 ($N+3$)、设置堆芯熔融物捕集与冷却系统等缓解严重事故后果的安全设施、使用铀—钆一体化全锆先进燃料组件、安全壳预应力张拉系统采用新型倒 U 形 55 束钢缆张拉方式、采用全数字化仪控系统。

田湾核电厂采取“中俄合作, 以我为主”的建设方式。俄方负责核电厂总的技术责任和核岛、常规岛设计及成套设备供应与核电厂调试, 中方负责工程建设管理、土建施工、围墙内部分设备的第三国采购、电厂辅助工程和外围配套工程的设计、设备采购及核电厂大部分安装工程。与核电厂配套的输变电线路工程和调峰设施, 由江苏省电力系统负责建设。

田湾核电厂于 1999 年 10 月 20 日正式开工。2006 年 5 月 12 日, 田湾核电厂 1 号机组首次并网成功, 2 号机组正在进行热试。两台机组全部投入商业运行后, 将为华东电网新增 212 万 kW 的发电能力。

2.6 秦山二期扩建工程

由于秦山二期 1、2 号机组的成功建成及投产后的良好运行业绩, 国家同意秦山第二核电厂同一厂址扩建两台同类型核电机组 (即 3、4 号机组), 扩建的 3、4 号机组一字形布置在 1、2 号机组西侧 392m 处。3 号机组于 2006 年一季度开工建设, 预计在 2011 年前后, 3、4 号机组将先后投入商业运行。届时, 秦山第二核电厂的装机容量将达到 260 万 kW, 每年可向华东电网输送超过 160 亿 kWh 的电力。

秦山二期扩建工程根据国家核安全法规的要求, 结合在

1、2号机组调试、运行中发现的设计问题和运行经验反馈以及为进一步提高安全性、改善经济性,在设计中进行了包括10项重大改进和18项重要改进的800余项改进,使扩建工程的总体安全、技术、经济指标达到国际核电二代加水平。同时,秦山二期扩建工程将继续贯彻以我为主,通过工程建设实现自主设计、自主制造、自主建设、自主运营,提高国产化比例,设备制造本地化率不低于70%。

2.7 岭澳核电厂扩建工程

岭澳核电厂扩建工程是继大亚湾核电厂、岭澳核电厂后,在广东地区建设的第三座大型商用核电厂。项目规划建设两台百万千瓦级压水堆核电机组,厂址位于岭澳核电厂东北350m。2005年12月正式开工,两台机组将分别于2010年和2011年建成并投入商业运行。该工程在“以我为主、中外合作、引进技术、推进国产化”的方针指导下,将大力推进设计自主化和设备制造本地化,降低造价。第一台机组制造的本地化率为50%左右,第二台机组不低于70%的要求。

岭澳核电厂扩建工程参考电站为岭澳核电厂,主要运行参数维持不变,同时根据世界核电技术发展趋势,借鉴了国外对严重事故的研究成果,采取了适当的改进措施,提高了对严重事故的应对能力;为适应核电技术进步的要求,将积极采用新技术、新标准;吸收参考电厂和同类核电厂的运行反馈经验,以及关于参考电厂的专项安全分析或专项经济分析成果,并据此进行适当的设计改进,在总体设计阶段已经初步论证完成的重要改进项(共15项)和可借鉴技术改进项(共34项),使岭澳核电厂扩建工程总体安全、技术、经济指标达到国际核电二代加水平。岭澳核电厂扩建工程核岛及相关设计由中核集团核工业第二研究设计院总承包,核岛主回路设计由中核集团中国核动力研究设计院承担。通过岭澳核电厂扩建工程项目建设,我国将加快全面掌握第二代改进型百万千瓦级核电技术,基本形成百万千瓦级核电厂设计自主化和设备制造国产化能力,为高起点引进、消化、吸收第三代核电技术打下坚实的基础。

3 压水堆核电厂安全设计常用概念

3.1 安全目标和纵深防御概念

3.1.1 核电厂安全目标

(1) 总的核安全目标。在核电厂中建立并保持对放射性危害的有效防御,以保护人员、社会和环境免受危害。

总的核安全目标由辐射防护目标和技术安全目标所支持,这两个目标互相补充、相辅相成,技术措施与管理性和程序性措施一起保证对电离辐射危害的防御。

(2) 辐射防护目标。保证在所有运行状态下核电厂内的辐射照射或由于该核电厂任何计划排放放射性物质引起的辐射照射保持低于规定限值并且合理可行尽量低,保证减轻任何事故的放射性后果。

(3) 技术安全目标。采取一切合理可行的措施防止核电厂事故,并在发生事故时减轻其后果;对于在设计该核电厂时考虑过的所有可能事故,包括概率很低的故事,要以高可信度保证任何放射性后果尽可能小且低于规定限值;并保证有严重放射性后果的事故发生的概率极低。

3.1.2 纵深防御原则

纵深防御原则是核电厂设计、运行总的指导思想,即在核电厂设计中,设置重叠的多层次保护措施,使得核电厂安

全功能在即使有某一层防御失效,其功能也将得到其他层次提供补偿或纠正。纵深防御原则在核电厂设计中有两种应用。

第一种应用为设置多层次的工程设施,以防止事故的发生或在状态偏离正常时提供适当的纠正措施,一旦发生事故,有缓解措施,将事故的后果限制在一定范围内,以确保核电厂事故下的放射性危害尽可能低。核电厂一般有五个层次的安全保护。第一层次,稳妥保守的设计,高质量的建造和运行,保证电站正常运行,防止偏离和系统失效;第二层次,监测和纠正对正常运行工况的偏离,防止预计运行事件升级为事故工况;第三层次,设置专用安全系统,制定运行规程防止或尽量减少假设始发事件所造成的损坏,同时提供固有安全特性、失效安全设计、附加的设备和规程控制这些事件的后果,并使核电厂达到稳定的可接受状态;第四层次,运用防止事故进一步发展的补充措施和规程以及选定的严重事故的缓解措施来保护反应堆的放射性包容功能,并保证放射性释放尽可能的低;第五层次,采用厂外应急对策保护和缓解事故后果对周围居民和环境的影响。作为一个基本要求,任何时候各防御层次必须按照不同的运行方式的规定一一齐备,在缺少一个防御层次,而其他防御层次虽然存在的条件下,继续运行就没有足够的基础。

第二种应用是设置多道实体屏障,防止放射性产物外逸。这些屏障包括燃料本身、燃料元件包壳、反应堆冷却剂系统压力边界和安全壳,设计必须保证每一道屏障的有效性,并为之提供保护。

3.1.3 实体屏障

压水堆核电厂为防止放射性产物逸出一般采用三道实体密封屏障。一次屏障一般指燃料元件包壳。正常运行时,大部分放射性裂变产物保持在燃料芯块内,部分气态的裂变产物在芯块与包壳之间的气隙内,燃料元件包壳将全部裂变产物密封在其内部。

二次屏障一般指反应堆冷却剂压力边界。在燃料元件包壳有破损的情况下,燃料元件包壳内放射性裂变产物将释放到反应堆冷却剂中。反应堆冷却剂系统将这部分裂变产物密封在其内部,并通过净化和除气系统加以去除。

三次屏障一般指安全壳和安全壳系统。在燃料元件包壳有破损的同时,反应堆冷却剂压力边界失效的情况下,裂变产物将释放到安全壳内,安全壳及安全壳系统将裂变产物密封在安全壳厂房内,进行处理并控制对环境的释放。

实体屏障是纵深防御的基础,大部分安全系统都是为了保持实体屏障的完整性而设置的。只有在实体屏障全部完好且能发挥其设计功能时,才允许反应堆带功率运行。

3.2 安全功能和分级

3.2.1 安全功能

核电厂各系统在运行状态(包括预计运行事件)中、事故工况期间及事故工况后为保证安全所必须执行的功能。为了保证安全,在各种运行状态下、在发生设计基准事故期间和之后,以及尽实际可能在发生所选定的超设计基准事故的事故工况下,都必须执行下列基本安全功能:①控制反应性;②排出堆芯热量;③包容放射性物质和控制运行排放,以及限制事故释放。这是核电厂三个最主要的安全功能。

压水堆核电厂的三种基本安全功能详细分类如下:①防止发生不可接受的反应性瞬变;②在所有停堆动作完成后,将反应堆保持在安全停堆状态;③在需要时停堆以防止预计

运行事件发展为设计基准事故和停堆以减轻设计基准事故的后果；④在事故工况（不包括反应堆压力边界失效）期间和之后，保持足够的反应堆冷却剂总量用以冷却堆芯；⑤在设计基准中所考虑的所有假设始发事件期间和之后，保持足够的反应堆冷却剂总量用以冷却堆芯；⑥在反应堆冷却剂压力边界失效之后，从堆芯排出热量以限制燃料损坏；⑦在反应堆冷却剂压力边界完整的情况下，在适当的运行状态和事故工况期间，从堆芯排出余热；⑧将其他安全系统的热量传递到最终热阱；⑨作为一种支持性功能，为安全系统提供必要的公用设施（如电、气、液压、润滑等）；⑩保持堆芯内的燃料包壳可接受的完整性；⑪保持反应堆冷却剂压力边界的完整性；⑫限制放射性物质在事故工况期间和之后从反应堆安全壳内向外释放；⑬在设计基准事故和选定的严重事故期间和之后，限制由反应堆安全壳以外的辐射源释放的放射性物质对于公众和厂区人员的辐射照射；⑭在所有运行状态下将放射性废物和气载放射性物质的排放或释放限制在规定限值以内；⑮对核动力厂内的环境状况保持控制，以便各安全系统能够正常运行，并为进行安全上重要操作的运行人员提供必要的可居留性；⑯在所有运行状态下，对在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内运输或储存中的已辐照燃料的放射性释放进行控制；⑰从储存在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内的已辐照燃料中排出衰变热；⑱使储存在反应堆冷却剂系统以外，但仍在厂区以内的燃料保持足够的次临界度；⑲当某一构筑物、系统或部件的损坏会损害某一安全功能时，防止其发生损坏或限制其损坏所引起的后果。这些安全功能包括为预防事故工况以及为减轻事故工况后果所必需的安全功能。根据情况利用为正常运行、为防止预计运行事件发展为事故工况或为减轻事故工况的后果而设置的构筑物、系统或部件，就能完成这些安全功能。

上述安全功能的清单可用来作为确定某一构筑物、系统或部件是否执行或有助于执行某一项或多项安全功能的基础，并为确定有助于执行安全功能的安全重要构筑物、系统或部件的适当安全分级提供基础。

3.2.2 核安全等级

核电厂的构筑物、系统和部件按其是否执行安全功能及此种功能的重要性而划分的等级，称之为安全分级。凡执行安全功能的物项均属核安全级，不执行安全功能的则属非核安全级。在核电厂中包容流体的安全级承压机械设备所占份额很大，且所处的条件及具有的重要性也各不相同，所以将安全级承压机械设备又分为三级。非承压的安全设备则划为安全相关级。对于各种安全级设备，在设计、制造、试验和检查等方面都有特定的要求，还要求规定相应的设计和制造规范等级、质量保证等级、抗震分类和环境鉴定等级。设备的安全等级，对核电厂的安全性和经济性有重要影响，降低等级会影响核电厂的安全性，不适当的提高等级会增加核电厂的造价。在一座压水堆核电厂中，安全级设备数量约占设备总量的40%，而一件设备由非安全级改为安全级，造价将提高数倍，由此可见恰当的分级的重要意义。

3.2.3 核承压设备安全等级

核承压设备根据特定的用途，执行一项或几项安全功能，将每项功能按其对安全的重要性大小排列成一个先后顺序，然后按照这一顺序将安全功能分组，每组称为一个安全等级。核承压设备安全等级共分三组：安全等级1、安全等级2、安全等级3。安全等级1对安全的重要性最大，安全等级2和安全等级3对安全的重要性则依次减小。例如反应堆压力容器和控制

棒驱动机构壳体为安全1级，安全壳构筑物及其隔离系统为安全2级，乏燃料水池冷却系统的设备部件为安全3级。而反应堆堆内构件，因不承压，则划为安全相关级。

3.3 设计基准

3.3.1 核电厂状态分类

核电厂状态分类见图2.1-2，分为运行状态和事故状态。运行状态又分为正常运行和预计运行事件；事故状态又分为设计基准事故（稀有事故和极限事故）及严重事故。核电厂状态按发生频率由高至低共分为正常运行、预计运行事件、稀有事故、极限事故和严重事故五类。核电厂设计中，必须遵循这样的原则，导致高辐射剂量或放射性大量释放的状态应使其发生频率要低，而发生频率较高的状态要使其辐射后果小。核电厂状态分类的目的在于对不同的状态规定不同的系统响应上的限制，即给予对应的可接受限值，从而使设计能满足安全要求。

核电厂状态				
运行状态		事故(事故状态)		
正常运行	预计运行事件	事故工况		严重事故
		设计基准事故		
		稀有事故	极限事故	

图 2.1-2 核电厂状态图

3.3.2 假设始发事件

可能导致预计运行事件或事故工况及其后续故障效应的事件。从可信的设备故障、人员失误、人为事件或自然事件等单一事件到各种事件的复杂组合均属于假设始发事件的范畴。核电厂的设计应使大部分假设始发事件的后果较小，其余有可能导致事故的假设始发事件的后果仍然可以接受。在设计中对假设始发事件必须考虑全面，不遗漏潜在后果严重的和（或）频率高的始发事件。

3.3.3 预计运行事件

又称中等频率事件。在核电厂的运行寿期内预期可能发生一次或数次的偏离正常运行的工况。在发生这类事件情况下，当核电厂的运行参数偏离正常限值时，保护系统应能关闭反应堆，但在进行了必须的校正动作后，反应堆可以重新投入运行。由于在核电厂设计中，已经采取了相应措施，这类事件不应导致后果更严重的事件。预计运行事件的接收准则为：①反应堆冷却剂系统的压力小于110%设计值；②燃料元件包壳表面不发生偏离泡核沸腾；③放射性释放低于正常运行限值。

3.3.4 设计基准事故

根据确定设计准则而在核电厂设计中采取了针对性措施的那些事故工况。这是一组有代表性的、能冲击核电厂安全、并经有关规章确定下来的事故的集合。为应付这一组事故，核电厂设置有专设安全系统（这些系统在核电厂正常运行时不运行，专门用于事故状态）并对这些事故要逐个进行分析计算，将结果与可接受限值相对比，可以评价核电厂是否符合安全要求。设计基准事故包括稀有事故和极限事故两类工况，在核电厂设计中，对一系列的预计运行事件也按确定的设计准则，采取了针对性的措施。故把稀有事故和极限事故合在一起，统称为设计基准事故。针对设计基准事故的分析方法和应对措施，国家核安全监督管理部门规定了强制性的分析方法和验收准则，必须严格遵守。

3.3.5 安全组合

在特定的假设始发事件发生后，为使该事件后果不超过安全容许限值而要求其必须实现应有功能的所动用的那些设

备组合。安全组合必须满足单一故障准则,即各安全组合在发生单一故障时仍能实现其安全功能。采用依次检查各安全组合是否满足单一故障准则的方法,可以方便地分析整个核电厂是否具有合适的冗余度。

3.3.6 严重事故

反应堆堆芯严重损坏(如堆芯熔化),并有可能破坏安全壳的完整性,从而造成环境的放射性污染及可能的人身伤亡,产生巨大损失的事故。现有核电厂基于纵深防御原则,设置了多道屏障及专设安全设施,采取了严格的质量管理和操纵员选拔培训制度。同时对核电厂的选址也有严格要求,因而核电厂抵御外来灾害和内部事件的能力很强。设计基准事故,是假定其可能发生,且备有一套应对措施,使其后果不致很严重,而严重事故是假定其有可能发生,其后果可能很严重,因此严重事故又称为超设计基准事故。

3.4 构筑物、部件、系统的可靠性设计

3.4.1 系统和部件的可靠性设计

可靠性是指系统和部件在规定条件下和规定时间内完成规定功能的能力,以概率来度量。在核电厂设计中执行安全功能的系统和部件都必须达到和保持与其重要性相当的可靠性,有些安全系统还采用最大不可用率的限值作为验收基准或接受准则。为保证达到应有的可靠性,在设计中需要考虑采取多种措施:①设备的多重性;②遵守单一故障准则;③应用多样性原则;④采用独立性原则(功能隔离和实体隔离);⑤应用故障安全原则;⑥辅助设施应具有相应的可靠性;⑦考虑设备停役的影响。

3.4.2 共因故障

由特定的单一事件或起因导致若干装置或部件同时功能失效的故障。这种事件的起因可能是设计缺陷、制造缺陷、运行或维修差错、自然事件、人为事件、信号饱和、环境条件的变化或核电厂内任何其他运行或故障所引起的意外的级联效应。共因故障对于执行同一安全功能的多重部件的影响尤为严重,将导致这个安全功能失效。为了减轻共因故障效应,在设计中应采用多样性原则及实体隔离等措施。

3.4.3 单一故障准则

任何设备组合在任何部位发生可信的单一随机故障时仍应当能执行其正常功能的要求。单一故障是指一个使某一部件不能执行其预定安全功能的随机故障及其所有继发性故障。有两类设备组合必须遵守单一故障准则。①为抑制特定假设始发事件的后果,使之不超过设计限值的设备组合(或称安全组合);②设计规定要求遵守单一故障准则的安全系统。为检验是否符合单一故障准则,必须在各安全组合的每个单元上,依次假设发生一个单一故障,并逐一作出分析,如各安全组合均能完成应有的功能,则认为达到了单一故障准则的要求。

下列情况可容许不遵守单一故障准则:①极为罕见的假设始发事件;②假设始发事件不会造成极不可能的后果;③在为维护、检修或定期试验的需要让设备停止使用的规定时间内。

3.4.4 故障安全原则

系统或部件发生故障时能使核电厂在无须任何触发动作的条件下进入有利于安全的状态的设计原则。在核电厂重要安全系统和部件的设计中应尽可能贯彻这个原则,可以简化系统和设备,并能满足单一故障准则条件下仍能完成同样的安全功能。

3.4.5 多样性

为执行某一确定功能设置不同类型的多重部件或系统,这些部件或系统总起来说,具有一个或几个不同属性。例如:不同的工作原理,不同的物理方法,不同类型的设备,不同的制造厂,不同的运行条件等。采用多样性原则能减少某些共因故障的可能,从而提高系统的可靠性。应该核查这类潜在故障的原因,以确定在何种场合下能有效地应用多样性原则。

3.4.6 多重性(冗余度)

为完成一项特定安全功能而采取多于必须的最少套数的设备,即多重性。它是提高安全重要系统的可靠性并借以满足单一故障准则的重要设计原则。在运用多重性原则的条件下,一套设备出现故障或失效是可以接受的,不至于导致功能的丧失。如 $N+1$ 原则,当满足某一功能必须有 N 套设备,共设有 $N+1$ 套设备,其中1套设备为备份,如果 N 套设备均可用,则这1套备份设备不用,否则自动投入。

3.4.7 功能隔离

为避免系统多重部分之间不利的相互作用而采取的措施。这种相互作用是由正常或异常的运行,或系统中任一部件的故障所引起的。它可能是由电磁感应、静电干扰、短路、开路、接地障碍等事件所产生。防止这些相互作用的设计可包括功能放大器、光电隔离器、电缆屏蔽、内部机械结构等设备。

3.4.8 实体隔离

将各安全设备或完成同一安全功能的设备,采用几何方法(距离或方位)、结构屏障或两者结合的方法分割开来,以使单一设备失效不会导致多重设备失效。对于某些故障原因来说,实体隔离还对功能隔离起到增强的作用。实体隔离的选择应随核电厂内的不同场所而异,并取决于对设计基准中考虑到的所有假设始发事件,还应考虑发生火灾、水淹等自然现象和化学爆炸、飞机坠毁等人为事件时能提供必要的保护。安全系统的冗余部分必须实体隔离,隔离程度要足以减少在这些系统中发生运行和维修失误的可能性。

3.4.9 飞射物防护

对核电厂内具有动能并能离开其设计位置的物体(飞射物)的防护。飞射物对安全的破坏作用是由其一次效应和二次效应或两者的总和造成的。一次效应是飞射物第一次打击造成的直接后果,二次效应是指由于飞射物一次效应的后果而随后发生的所有效应。飞射物防护要针对具体情况采取措施,将飞射物破坏作用的风险减小到可以接受的程度。有三个概率关系到飞射物破坏作用带来的风险:①产生飞射物的概率 P_1 ;②击中安全重要靶物的概率 P_2 ;③靶物被击中后产生一次和二次损坏并造成的不可接受后果的组合概率 P_3 。由任何一个飞射物事件所造成的不可接受后果的组合概率是 $P_1 \sim P_3$ 的乘积。如果上述三个概率中的任何一个足够小,那么总的概率是可以接受的。因此最好的设计方法是从实质上消除飞射物的产生,使 P_1 小到可以接受的程度;其次是将重要靶物与飞射物源隔离(距离、方位或屏障),使 P_2 小到可以接受的程度;最后是选择后果可以接受的方法(多重安全系统的实体隔离、设备采用故障安全准则),使 P_3 小到可以接受的程度。在某些场合可能需要把三种方法组合使用。

3.5 安全分析

3.5.1 核电厂事故分析

安全分析很重要一部分是对事故过程的进程分析,又称

事故分析。核电厂事故分析是研究核电厂可能发生的事故种类和发生频率,确定事故发生后系统的响应及预计事故的进程,评价各种安全设施及安全屏障的有效性,研究各种因素及操作员干预对事故进程的影响,估计事故情况下核电厂的放射性释放量及计算工作人员与居民所受的辐射剂量。在核电厂的设计过程中,事故分析用于选取停堆保护信号,确定停堆参数整定值和停堆延迟时间,确定缓解事故的专设安全设施的参数。对于设计基准事件的分析是核电厂安全分析报告中必要的一章。分析的目的在于表明该核电厂设计足以控制这些事件的后果,使工作人员、公众和环境不致受到不恰当的放射性风险。近年来,严重事故的分析已经受到应有的重视。通过严重事故分析,可以找到核电厂的薄弱环节,有助于提高核电厂的安全性。严重事故分析还可作为制定应急计划的依据。

核电厂安全分析涉及反应堆物理、热工、水力、控制、运行、辐射防护等各个方面,是评价核电厂安全的一个结合点。事故分析采用确定论及概率论两种方法。设计基准事件的分析,以确定论方法为主;严重事故分析,两种方法并用,侧重于概率论方法。

3.5.2 概率论方法

把整个系统的失效概率通过结构的逻辑性推理与它的各个层次的子系统、部件及外界条件等的失效概率联系起来,从而找出各种事故发生频率的安全分析方法。概率论方法通常是以对“事件树”和“故障树”的分析为基础的。事件树分析,建立事件树即进行功能模块化,继始发事件后,把各项与安全相关的功能按失效与否逐级展开,就能得到一系列后果不同的事件序列。例如,图2.1-3所示为压水堆核电厂失水事故的事件树,用以说明事件树的构造和用途。始发事件是一回路系统的主管道破裂,其发生频率为 F_1 ,此事故进程中可能涉及的系统或设备有电源、应急堆芯冷却系统、放射性裂变产物去除系统和安全壳等。假定每个系统或设备分为有效与失效两种状态,对事件树的展开取双树树权,上、下树权分别代表有效和失效(失效概率分别为 $P_2 \sim P_5$)。按此例可产生7种潜在的事故序列,但根据事件树所涉及的各种功能的工程性质及各个功能间的依赖关系,可简化成图2.1-3所示的形状。应该指出,事件树与每个反应堆的系统设置直接相关,所以对每一个反应堆其事件树都是不同的。

故障树分析,把系统的失效作为分析的目标,由此反推,寻找直接导致这一失效的全部因素,直至无须再深究其发生的因素为止。把系统失效称为“顶事件”,无须再深究的事件称为“底事件”,介于两者之间的事件称为“中间事件”。在分析中,这些事件由相应的符号表示,并用适当的逻辑门把它们连接成倒置的树形图,从而得到描述系统失效的一系列部件失效模式的逻辑图,即故障树。例如,图2.1-4所示为压水堆核电厂安全壳内,将冷却喷淋流量不足作为顶事件的故障树。设置两个冗余系统A和B,其中每个系统都可以单独提供全部喷淋用水。因此,发生上述顶事件的前提是两个系统必须同时失效,这一情况用逻辑符号“与门”表

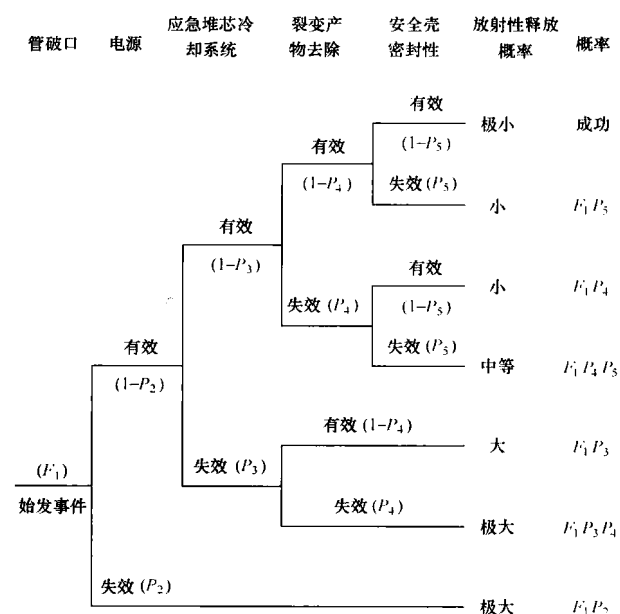


图 2.1-3 压水堆核电厂失水事故的事件树

注:因 P 是个很小的数值,所以 $1-P \approx 1$ 。

示,用它将第二级事件与顶事件相连接。在第三级中找到四种事件,每种都足以导致上述第二级事件,因此用“或门”与第二级事件相连接。用圆圈或菱形框表示的事件不需要进一步追溯原因,圆圈内的事件属于可以取得失效数据的事件,菱形框内的事件称为待发展事件,由于其不太重要或在本故障树中暂不向下发展而停止追溯。在长方形框内的事件则属于必须向下追溯的事件。

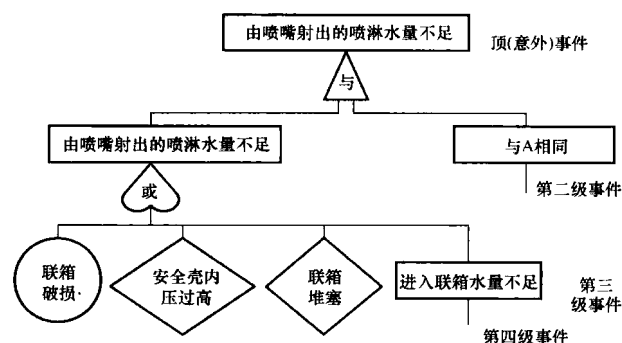


图 2.1-4 压水堆核电厂安全壳喷淋流量不足事件的故障树

3.5.3 确定论方法

以一系列公认的或规定的具有包络性质的事件或事故为对象,采用经过论证的且具有一定保守性的假设和计算方法,分析计算整个核电厂系统已设置的安全系统对这些事件或事故的响应,衡量其后果是否满足特定接受标准(验收准则),从而评价核电厂的安全性。确定论方法不考虑事件发生的概率,假定其可能发生,并应用工程判断方法研究其进程。

第 2 章 反 应 堆

1 反应堆概况

1.1 反应堆功能

反应堆是核电厂的主体,堆芯是反应堆的核心,核燃料在其中实现持续可控链式裂变反应,释放出裂变热。载热剂(也称为冷却剂)将热带出堆芯,加热二回路水产生蒸汽推动汽轮发电机发电。根据用户需求,核电站可按基荷方式运行或负荷跟踪方式运行,寿期为 40 年(新设计寿期 60 年),其可利用率一般为 80% 以上(各国均在努力提高可利用率)。目前核电机组设计初步形成了标准系列,每条环路电功率大约为 300MW。也就是说 600~700MW 核电机组多采用 2 条环路;900~1000MW 核电机组多采用 3 条环路;1200MW 以上机组多采用 4 条环路。

堆芯设计也基本形成了标准系列,反应堆功率为 900~1000MW 的,堆芯高度一般采用 3.66m (12ft),反应堆功率为 1200MW 以上的堆芯高度一般采用 4.27m (14ft)。堆芯内所装燃料组件采用 17×17 型 AFA 组件,目前我国常用的有 AFA 2G 和 AFA 3G 燃料组件。

反应堆的功能如下:

(1) 依据核安全法规,确保在各种运行工况下的核安全。

(2) 按物理设计的要求,为核燃料实现持续的可控链式裂变反应提供合适的环境。

(3) 按热工、水力设计要求,为堆芯提供足够的冷却。

(4) 与冷却系统、控制系统一道安全地将堆芯释放的热量带出堆外。

(5) 燃料包壳管、反应堆一回路边界及核岛安全壳为防止放射性物质向环境释放提供了 3 道可靠的屏障。

为保证上述功能得以实现,核电站的工程师们必须根据核电站运营总体要求,精心完成堆芯核设计、堆热工水力设计、堆芯部件设计(特别是燃料元件设计)、堆及冷却剂系统屏蔽设计和事故分析。然后还需要一大批机械工程师科学地完成核电厂关键设备的设计、制造和安装。此外,还需反应堆冷却剂系统及其他相关系统的协调设计、建造和运行。

从本章起,将就上述核心问题做逐一介绍。

1.2 反应堆主要参数

根据我国已建成的压水堆核电站的现状,将 600MW 和 1000MW 核电机组反应堆的主要参数见表 2.2-1。

表 2.2-1 600MWe 和 1000MWe 核电机组反应堆主要参数

序号	参 数	数 值	
		600MWe 机组	1000MWe 机组
1	反应堆类型	压水反应堆	压水反应堆
2	反应堆冷却剂系统环路数 (条)	2	3
3	反应堆额定输出热功率 (MW)	1930	2895

续表

序号	参 数	数 值	
		600MWe 机组	1000MWe 机组
4	反应堆运行压力 (MPa)	15.5	15.5
5	反应堆冷却剂入口温度 (°C)	292.8	292.4
6	反应堆冷却剂出口温度 (°C)	327.2	327.6
7	运行平均温度 (°C)	310	310
8	冷却剂热工设计总流量 (m ³ /h)	2×23 320	3×22 840
9	冷却剂最佳估算总流量 (m ³ /h)	2×24 290	3×23 790
10	冷却剂机械设计总流量 (m ³ /h)	2×25 260	3×24 740
11	堆芯高度 (mm)	3660	3660
12	燃料组件形式	17×17AFA 2G	17×17AFA 3G
13	燃料组件数 (组)	121	157
14	组件数 [²³⁵ U 富集度 (%)]	41(1.9%)	53(1.8%)
		40(2.6%)	52(2.4%)
		40(3.1%)	52(3.1%)
15	控制棒组件数 (组)	33	49(后续堆芯 53)①
	其中:黑棒(吸收体为 Ag-In-Cd)	21	37(后续堆芯 41)①
	灰棒(其中 12 根为不锈钢)	12	12
16	可燃毒物组件数 (组)	52	66
	其中:每组内有 16 根毒物棒和 8 根阻流塞棒	18	18
	每组内有 12 根毒物棒和 12 根阻流塞棒	34	48
17	阻流塞组件数 (组)	34	38
18	一次中子源组件数 (组)	2	2
19	二次中子源组件数 (组)	2	2
20	控制棒驱动机构数 (组)	33	61
21	堆内中子测量布点数 (个)	38	50
22	堆内温度测量布点数 (个)	30	40
23	反应堆压力容器高度(含 CRDM ^② 管座) (mm)	12 792	13 020
24	反应堆压力容器及堆顶结构总高 (mm)	18 320.5	18 550
25	反应堆容器法兰直径(mm)	4500	4674
26	接管端最大距离 (mm)	6200	6418
27	反应堆总质量 (t)	553	约 800

① 自采用长燃耗堆芯后,控制棒增加到 61 组(含灰棒 12 组)。

② CRDM 即控制棒驱动机构。

1.3 反应堆本体主要设备

以2环路600MW机组反应堆为例,反应堆结构如图2.2-1所示。它的主要设备包括反应堆压力容器、堆内构件、堆芯部件、控制棒驱动机构、堆内测量系统及反应堆辅助设备。

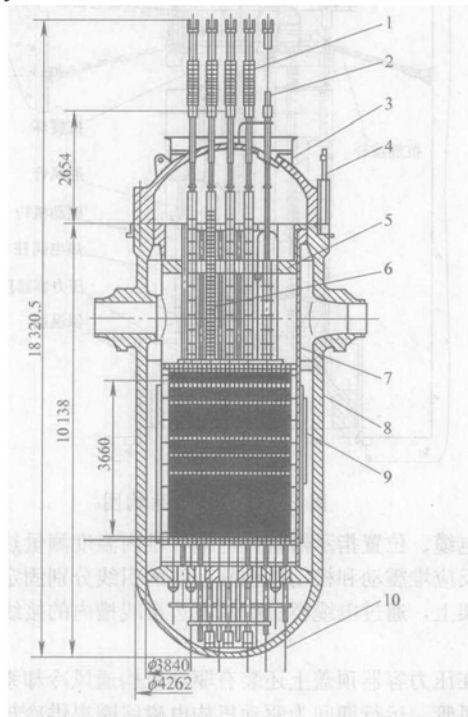


图 2.2-1 600MW 反应堆结构总图

1—控制棒驱动机构；2—热电偶柱；3—压力容器顶盖；4—压力容器主螺栓；5—上部堆内构件；6—控制棒组件；7—下部堆内构件；8—压力容器筒体；9—燃料组件；10—中子测量套管

1.3.1 反应堆压力容器

反应堆压力容器由压力容器筒体、顶盖和密封环及紧固件组成。反应堆压力容器是反应堆及其回路压力边界上的重要设备,是放射性纵深防御3道安全屏障中最重要的—道。属于核安全1级、抗震1级和质量1级设备。

反应堆压力容器内装有堆芯部件、堆内构件。它承受堆芯部件、堆内构件和自重带来的机械载荷;反应堆正常运行期间堆内冷却剂压力、温度和流动带来的载荷;事故和地震工况带来的载荷;堆内流体造成的腐蚀和冲刷;强烈的中子辐照带来的损伤。反应堆压力容器是由低合金高强度16MND5钢锻件焊接而成的。与冷却剂接触的内表面堆焊有厚6mm的不锈钢防腐层,堆焊材料为309L和308L。顶盖上驱动机构贯穿件和底封头上的中子测量贯穿件均采用了抗应力腐蚀性能良好的Inconel 690,从而降低了应力腐蚀开裂的风险。反应堆压力容器靠6个支承座落于支承环上,其中4个在进出口接管上,另外2个焊在接管段筒体上。

1.3.2 堆内构件

堆内构件是堆芯部件在反应堆压力容器内的支撑构件,属于核安全相关(LS)级(非承压设备)、质量I级、抗震I级部件。规范级别为堆芯支撑件为CS级,其他堆内构件为IS级。

堆内构件的主要功能是:支撑堆芯部件;为堆芯冷却剂提供流道及合理的流量分配;为控制棒驱动线提供支撑、定位和导向;为压力容器材料辐照监督管、温度测量系统内部

构件提供支撑和固定;为中子注量率测量系统指套管提供导向;为压力容器提供辐射屏蔽。

堆内构件包括上部堆内构件、压紧弹簧和下部堆内构件。下部堆内构件通过法兰吊挂在压力容器法兰的支撑凸肩上,燃料组件(及相关组件)装在下堆芯板上,上部堆内构件装在燃料组件的上部,通过压力容器顶盖和压紧弹簧将燃料组件压紧固定。法兰上4个定位键和下部4个径向导向键确保堆内构件在压力容器中的准确位置,防止其横向和周向移动,且径向和轴向膨胀将不受限制。

1.3.3 堆芯部件

600MW反应堆首炉堆芯装载见图2.2-2。堆芯高度为3660mm,由121个AFA 2G组件组成,分3区布置。1区41个组件,富集度为1.9%;2区40个组件,富集度为2.6%;3区40个组件,富集度为3.1%。33组控制棒,其中25组控制棒承担反应堆启动、功率提升、功率调节及正常停堆,另外8组为安全棒,主要用于正常停堆和紧急停堆。为调整中子注量分布,堆芯中布置了50组可燃毒物组件。为反应堆的首次启动和以后再启动,堆芯中设置了两组一次中子源组件和两组二次中子源组件。为减少堆芯冷却剂无效泄漏,均衡各组件间冷却剂的流量分配,在不合其他相关组件的34组燃料组件中均装有限流塞组件。

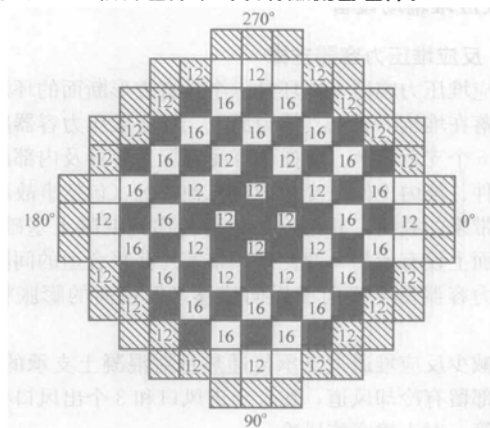


图 2.2-2 600MWe 反应堆首炉堆芯装载图

■—富集度=3.1%；□—富集度=2.6%；
■—富集度=1.9%；⊗—可燃毒物棒数量

可燃毒物组件只用于首循环堆芯,从第二循环起不再装可燃毒物组件,一次中子源组件也不再复装。同时在装可燃毒物组件和一次中子源组件的位置装上阻流塞组件,即第二循环后阻流塞组件增加到86组。

1.3.4 控制棒驱动机构

控制棒驱动机构是反应堆控制保护系统的执行机构,按照控制和保护系统的指令带动控制棒组件作上下运动,实现反应堆启动、提升功率、维持功率、正常停堆,在应急情况下释放控制棒实现紧急停堆。目前,核电站反应堆大都采用步进式磁力提升器,它由驱动杆、钩爪部件、耐压壳部件、定子部件和位置指示器部件等组成。步距为15.875mm,行程随堆芯高度而定。耐压壳部件处于一回路压力边界,属于安全—级部件。

压水反应堆的控制棒驱动机构一般都布置在反应堆压力容器顶盖上,因此控制棒驱动机构的数量会受到具体结构的限制。600MW核电厂反应堆设置了33个控制棒驱动机构,在满足堆芯具有负温度系数的前提下,物理设计还必须考虑采用适量的可燃毒物和冷却剂中加硼参与反应性控制。

1.3.5 堆内测量系统

设置堆内测量系统的目的是随时掌握堆芯的功率分布和燃料情况。包括堆内温度测量系统和堆内中子注量率测量系统。以下只介绍堆内测量的机械结构部分。

将30个堆内温度测量热电偶感应端固定在上堆芯板处，正对准燃料组件的出口，测的是堆芯出口温度。引线穿过上部堆内构件支撑柱，在支撑板上表面汇集到4根热电偶柱中，从反应堆顶盖上方引出堆外。

反应堆中的中子注量率测量系统实际上是为中子探测器进入堆内提供一个通道。通道包括：燃料组件中的仪表管、吊篮下部的导向管、贯穿压力容器底封头的套管、指套管、指套管与套管之间的密封结构、带电动截止阀的指套管连接管、通道路选择器和探测器驱动装置。

38个中子注量率测量指套管（测量通道）通过套管和压力容器底封头上的贯穿件、下部堆内构件下部的导向管引入燃料组件中的仪表管中。驱动装置便可以将探测器经过指套管送入堆芯，测出堆芯不同高度处的中子注量率分布情况。路选择器可以将探测器导入堆芯指定的坐标位置。中子注量率测量的控制系统可以记录并给出堆芯轴向或径向的中子注量率分布图。

1.4 反应堆辅助设备

1.4.1 反应堆压力容器支撑

反应堆压力容器支撑环是一个具有方形断面的环形钢结构，坐落在堆坑混凝土支撑台面上。反应堆压力容器座在支撑环的6个支承面上。支撑环承受着压力容器及内部所装的堆芯部件、堆内构件、冷却剂在各种工况（包括事故和地震工况）带来的载荷，并把这些载荷传递到混凝土基础上。6个支撑面上设有滑槽，两侧用调整塞片获得合适的间隙，以限制压力容器发生横向或周向位移，但径向的膨胀将不受约束。

为减少反应堆通过支承传递热量对混凝土支承的影响，支承内部留有冷却风道，在3个进风口和3个出风口处分别接有风管，对支撑实施风冷。

1.4.2 反应堆压力容器金属保温层

反应堆压力容器设置保温层的目的是减少堆内热量损失；减低压力容器的热应力；减轻反应堆厂房通风的负荷需求；提高电厂的经济效益。

反应堆压力容器保温层采用的是金属反射式的保温层，结构上采用分块砌筑的方式。其优点是不怕水淹；耐用不易老化；装拆方便，不会产生放射性尘埃。

反应堆压力容器保温层包括筒体段保温层、接管（和支撑）保温层、底部保温层、反应堆顶盖中心保温层和法兰周围保温层。其中，法兰周围保温层每次换料大修期间都要拆装一次，结构设计要求拆装方便。

1.4.3 堆顶结构

堆顶结构包括控制棒驱动机构抗震系统、通风冷却系统、电缆托架和电缆桥以及压力容器顶盖吊具等，如图2.2-3所示。

控制棒驱动机构抗震系统由抗震板、抗震环、立柱、拉杆、拉杆升降装置和锚固在水池壁上的挂钩组成。立柱与顶盖吊耳连接在一起，抗震环固定在3根立柱的上部，通过拉杆挂到水池壁面上的锚固挂钩上。每个驱动机构上部装有一块方形的抗震板，抗震板之间留有一定的间隙，外缘驱动机构的抗震板与抗震环内缘的镶板保持适当的距离。

在抗震环上安装有2层电缆托架和电缆桥，将驱动机构

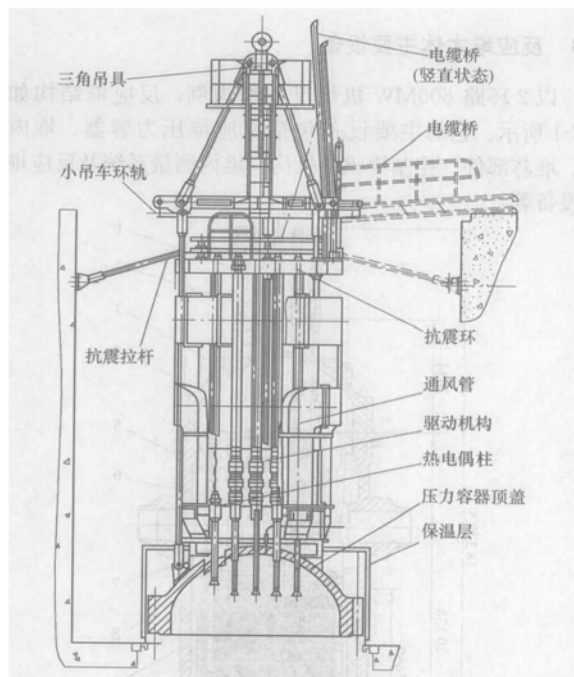


图 2.2-3 堆顶结构图

电源电缆、位置指示器信号电缆、堆内温度测量热电偶引线以及反应堆震动和松动件检测系统的引线分别固定在2层电缆托架上，通过电缆桥引到水池边接线槽内的接线板或接线箱中。

在压力容器顶盖上还装有驱动机构通风冷却系统的风罩和通风管，运行期间为驱动机构电磁线圈提供冷却，堆顶排气和水位系统的阀门及接管也装在通风罩的周围。

堆顶结构的最上端装有压力容器顶盖三角吊具，通过三角架与三根立柱相连接，将吊环通过电子称与环吊吊钩连接。

在三脚吊具的外延与主螺栓分布圆相对应的位置上，设置了环形小吊车轨道，用于分散式主螺栓装拆设备的吊运。如果采用整体（多头）螺栓拉伸机，则不需要设置环形小吊车轨道，而要求所有堆顶上部设备和部件的布置，都不能超出整体拉伸机最小内圆的范围。为了整体拉伸机就位方便，在3根立柱上还需安装导轨。

2 堆芯部件

反应堆的核心是堆芯，核电厂的能源就来自这里。堆芯由各种堆芯部件组成，包括燃料组件和相关组件。相关组件又包括棒束控制组件、可燃毒物组件、阻流塞组件和中子源组件。对于不同功率的核电厂，它们的数量和布置也各不相同，这由核设计和热工水力设计所决定。例如，秦山第二核电厂600MW的初始堆芯由121组燃料组件、33组棒束控制组件和88组固定式堆芯相关组件（含一次和二次中子源组件，可燃毒物组件和阻流塞组件）组成。合理地设计、制造、安装这些部件，对于保证核电厂安全、经济运营十分重要。

目前，600~1000MW核电厂的反应堆常采用高3.66m（12英尺）的堆芯，其燃料组件为17×17方形布置的标准系列，如AFA 2G（Second Generation Advanced Fuel Assembly）和AFA 3G燃料组件。AFA 2G组件适用于短循环低燃料堆芯，换料周期通常为12个月，平均卸料燃料约为33~40GW·d/t。AFA 3G组件适用于长循环高燃料堆芯，换料周期为18~24个月，或1/4换料模式（换料周期为12

个月), 平均卸料燃耗约为 $55 \sim 60 \text{ GW} \cdot \text{d/t}$ 。

棒束控制组件用于堆芯反应性控制, 可燃毒物组件用于补偿堆芯的部分过剩反应性。中子源组件分为一次中子源和二次中子源两种, 它们为反应堆的启动提供可监测的初始中子注量率和反应堆运行过程中的启动。上述3种相关组件都根据核设计的要求装在某些燃料组件的导向管中。凡不装这些相关组件的燃料组件, 在其导向管内都安装阻流塞组件, 以便减少冷却剂的旁路流量。

本节所涉及的问题, 适用于不同功率水平的核电厂, 具体参考数据来源于秦山第二核电厂和大亚湾核电厂。书中着重介绍了燃料组件和相关组件的设计、结构及制造工艺等, 同时还介绍了目前核电站通用的 AFA 2G 及其改进型 AFG 3G 燃料组件。

2.1 燃料组件

燃料组件是堆芯部件中最核心的部件, 其中装有产生核裂变的燃料芯块。

2.1.1 功能

燃料组件的主要功能是在其整个运行寿期内产生和释放核能, 并将核能以热能形式传给反应堆冷却剂。

2.1.2 设计准则

2.1.2.1 总的要求

根据核电厂安全设计准则要求, 燃料组件与反应堆控制系统、保护系统、应急堆芯冷却系统等共同作用应能提供如下保证。

(1) 在工况 I (正常运行和正常运行瞬态)、II (预计运行事件) 下, 燃料组件在设计寿期内不发生预期的燃料元件包壳管破损, 即使发生少量包壳管的随机破损, 其所释放的放射性物质也应在净化系统的净化能力之内, 且符合核电厂的设计基准。

(2) 在工况 III (稀有事故) 下, 堆芯中破损燃料棒数只能是燃料棒总数的一个极小份额。

(3) 在工况 IV (极限事故) 下, 燃料棒包壳的破损不应公众健康和环境造成严重危害, 堆芯应保持可冷却的几何形状, 反应堆应处于次临界状态。

2.1.2.2 燃料组件设计准则

燃料组件设计必须满足以下准则:

(1) 燃料组件所用各种材料必须符合有关国家标准和行业标准。

(2) 以合适的方式使燃料棒在燃料组件中定位及燃料组件在堆芯中定位, 以构成并维持其在工况 I、II 下可满足物理、热工—水力等要求的几何形状及径向、轴向位置。

(3) 允许燃料棒和燃料组件轴向和径向自由膨胀。

(4) 燃料组件能承受工况 I、II 下由流体产生的振动、腐蚀、升力、压力波动和流体不稳定性等各种作用。

(5) 燃料组件应设置导向管, 为控制棒提供通道, 并为其提供足够的冷却剂流量。导向管设计应能满足快速落棒要求并为其提供必要的缓冲, 应能承受压力瞬态作用和由控制棒动作引起的磨蚀与冲击, 同时为容纳可燃毒物棒、中子源棒和阻流塞棒提供空间, 并保证它们被充分地冷却。

(6) 燃料组件设有仪表管, 以容纳堆芯测量装置, 并为其提供足够的冷却。

(7) 在堆内轴向和径向载荷作用下, 燃料组件的变形应在规定的限值之内; 其临界载荷值应高于可能导致结构失稳的任何载荷值。

(8) 对工况 I、II 的载荷, 应按下述规定进行部件强度

计算。

1) 奥氏体不锈钢部件。部件应力强度按最大剪切力理论计算, 设计应力强度 S_m 取下述三者中最低值: 室温下规定的最小抗拉强度的 $1/3$ 或规定的最小屈服强度的 $2/3$; 工作温度下抗拉强度的 $1/3$ 或屈服强度的 90% , 但不能超过室温下规定的最小屈服强度的 $2/3$ 。许用应力强度限值见表 2.2-2。

表 2.2-2 工况 I、II 载荷下, 奥氏体不锈钢部件许用应力强度限值

应力分类	限值
总体一次膜应力强度	$1.0S_m$
局部一次膜应力强度	$1.5S_m$
一次膜应力加弯曲应力强度	$1.5S_m$
总的一次应力加二次应力强度	$3.0S_m$

2) Zr-Sn 合金部件 (不包括 Zr-Sn 合金包壳管)。最大主应力不超过未辐照的、工作温度下的 Zr-Sn 合金屈服强度, 也可用最大剪应力理论评价 Zr-Sn 合金部件设计。

(9) 对工况 III、IV 载荷, 燃料组件各部件的变形不能影响反应堆和燃料棒的应急冷却。奥氏体不锈钢部件的许用应力强度限值规定见表 2.2-3, Zr-Sn 合金部件 (不包括 Zr-Sn 合金包壳管) 的许用应力强度限值见表 2.2-4。

表 2.2-3 工况 III、IV 载荷下, 奥氏体不锈钢部件许用应力强度限值

应力分类	限值
一次膜应力强度	$2.4S_m$ 和 $0.7S_u$ 中较小的
一次膜应力加弯曲应力强度	$3.6S_m$ 和 $1.05S_u$ 中较小的

注 表中 S_u 为未辐照的、工作温度下材料抗拉强度。

表 2.2-4 工况 III、IV 载荷下, Zr-Sn 合金部件 (不包括 Zr-Sn 合金包壳管) 的许用应力强度限值

应力分类	限值
一次膜应力强度	$1.6S_y$ 和 $0.7S_u$ 中较小的
一次膜应力加弯曲应力强度	$2.4S_y$ 和 $1.05S_u$ 中较小的

注 表中 S_y 为未辐照过的、工作温度下的 Zr-Sn 合金屈服强度。

(10) 在横向 $6g$ 和纵向 $4g$ 非运行载荷下, 燃料组件及其部件应保持几何稳定性。

(11) 堆芯中所有燃料组件在结构上必须具有互换性。

(12) 燃料组件设计应为其操作、运输和堆芯中的装卸提供抓取和接触部位, 并保证组件能承受相应操作、运输和堆芯中装卸时的载荷及与所用相关设备相容。

(13) 燃料组件应在适当位置设置标识。

2.1.2.3 燃料棒设计准则

在工况 I、II 下, 燃料棒必须满足下列设计准则:

(1) 包壳自立准则。在设计寿期初的功率运行和热态水压试验中, 燃料棒包壳管必须是短期自立的。

(2) 棒内压准则。在整个设计寿期内, 燃料棒内压应低于能使燃料芯块一包壳接触后重新出现径向间隙或者使间隙增大的值。该准则使包壳向外蠕变率不能超过燃料固体肿胀率, 从而保证在稳态运行时燃料与包壳接触后不会重新分开或间隙增大。

(3) 燃料温度准则。在寿期内最高的燃料中心温度应低于 UO_2 熔点 (未经辐照的 UO_2 熔点为 2800°C , 燃耗每增加 $10\,000 \text{ MW} \cdot \text{d/t}$ 其熔点降低 32°C , 考虑到计算模型和制造公差

引起的计算不确定性,实际所选用的限值为 2590℃),该准则则可避免燃料熔化引起的体积变化给包壳带来的损伤。

(4) 包壳应力准则。在整个设计寿期内,包壳的体积平均有效应力不超过考虑了温度和中子辐照影响的包壳管材料的屈服强度。制定该准则的目的是为了防止在堆芯局部功率快速增加时,包壳的蠕变来不及调节适应芯块的热膨胀而产生过大的应力。

(5) 包壳应变准则。在整个设计寿期内,从未辐照状态算起的包壳正的总拉伸蠕变应变应低于 1%; 对于一个瞬态事件,包壳周向的弹性加上塑性拉伸应变不应超过由当时稳态工况算起的 1% 应变。该准则是为了防止由于过大应变引起的包壳破坏而制定。此处应变是指包壳的有效应力未达到材料的屈服强度,而是以缓慢的应变发生变形。

(6) 包壳温度准则。包壳表面(氧化膜—金属界面处)温度限值如下。稳态运行时不得超过 400℃; 短期瞬态运行时不得超过 425℃。该准则是通过限制温度来防止包壳管发生导致破损的加速氧化。

(7) 包壳蠕变坍塌准则。在整个设计寿期内,燃料棒包壳管不得发生蠕变坍塌现象。该准则含义有两个: 一个是在内外压差作用下包壳管不会瞬时坍塌到芯块上; 另一个是在长期外压作用下,包壳管不会以蠕变变形方式坍塌在芯块间形成的轴向间隙处。

(8) 包壳疲劳准则。燃料棒包壳管累计的应变疲劳损伤因子应满足式(2.2-1),即

$$\sum_k \frac{n_k}{N_k} < 1 \quad (2.2-1)$$

式中: n_k 为在给定有效应变范围 ϵ_k 下实际的循环次数; N_k 为在给定有效应变范围 ϵ_k 下允许的循环次数。

(9) 燃料棒弹簧准则。在制造状态下,燃料棒气腔中设置的弹簧应使燃料棒在受到 4g 轴向加速度时不发生轴向窜动。

(10) 包壳腐蚀和磨蚀准则。设计寿期末,包壳管均匀腐蚀深度或磨蚀深度应小于包壳壁厚的 10%。

(11) 燃料棒当量水含量准则。在反应堆稳态额定功率运行工况下,燃料棒内自由热空间的当量水含量应低于 2mg/cm³。自由热空间包括轴向气腔、芯块与包壳管间的环形间隙、芯块端面碟形腔和芯块倒角形成的间隙以及芯块开气孔体积。

2.1.3 结构描述

AFA 2G 燃料组件(见图 2.2-4)由燃料棒和骨架组成。264 根燃料棒、24 根导向管和一根仪表管呈 17×17 排列布置在骨架中。

2.1.3.1 燃料棒

燃料棒是燃料组件的核心,它不但为核电厂提供“核能”,而且要把强放射性裂变产物密封在包壳管内,成为核电厂三道防止放射性物质泄漏屏障中的第一道屏障。

燃料棒(见图 2.2-5)由下端塞、包壳管、UO₂ 芯块、螺旋形压紧弹簧和上端塞构成。

包壳管与上、下端塞通过环焊缝连接在一起,管内装有叠置的 UO₂ 芯块,在芯块上方装有螺旋形压紧弹簧。燃料棒内有足够的预留空间和间隙可以容纳燃料释放出的裂变气体,允许包壳及燃料的不同热膨胀和燃料肿胀。燃料棒内充填一定压力的氦气,以改善包壳管稳定性和间隙内的热传导性能。

(1) 上、下端塞。燃料棒端塞除了有封闭包壳管的作用外,还为拆装燃料棒提供抓取部位。除上端塞中心有一轴向通孔外,上、下端塞结构完全相同。

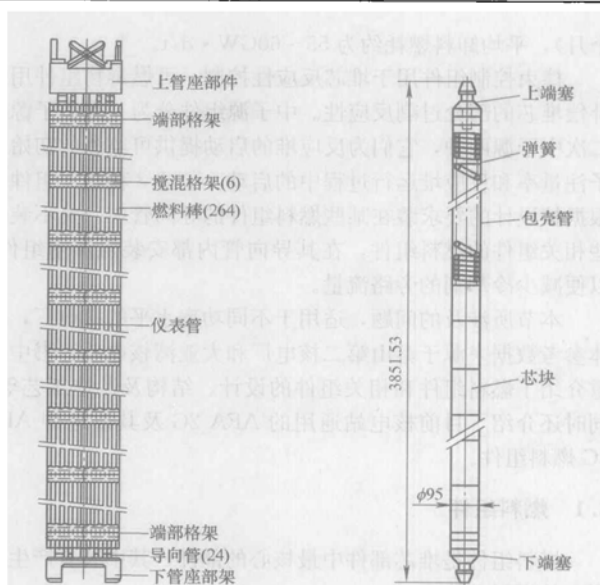


图 2.2-4 AFA 2G 燃料组件

图 2.2-5 燃料棒

(2) 包壳管。包壳管是由 Zr-4 合金制成的直管,对其几何尺寸、表面状态、化学成分及力学性能等都有严格的要求。

(3) 芯块。作为核燃料的 UO₂ 烧结块,呈正圆柱体,两端面呈浅碟形并有倒角,一根燃料棒装约 271 块芯块。

(4) 螺旋形压紧弹簧。螺旋弹簧用于压紧芯块,以防止运输和操作时芯块在包壳内发生轴向窜动。

2.1.3.2 骨架

骨架(见图 2.2-6)包括 1 个下管座部件、8 个定位格架、24 根导向管部件、1 根仪表管和 1 个上管座部件。此外,还有用于连接下管座部件和导向管部件下端塞的 24 个轴肩螺钉,以及用于连接上管座部件和导向管部件上部套管的 24 个套筒螺钉。24 根导向管部件和仪表管分别穿过端部格架(上、下各 1 个)和中间搅混格架(6 个)的导向管栅元,通过格架上方的点焊舌分别与导向管和仪表管点焊,使它们成为一个整体棒束,并分别借助套筒螺钉和轴肩螺钉将上、下管座部件固定到棒束两端,形成上、下管座部件可拆的燃料组件骨架。

(1) 下管座部件。下管座部件(见图 2.2-7)是燃料组件的下部构件,是冷却剂进入燃料组件的入口,并对流经燃料组件的冷却剂进行流量分配。反应堆运行时,燃料组件的所有横向和轴向载荷都作用在立于堆芯下板上的下管座部件上,并由它将这此载荷传给堆芯下板。下管座部件可以通过滤网阻挡冷却剂中的异物,避免它们卡在格架处磨损燃料棒。下管座部件由下管座单元件和防异物滤网组成。

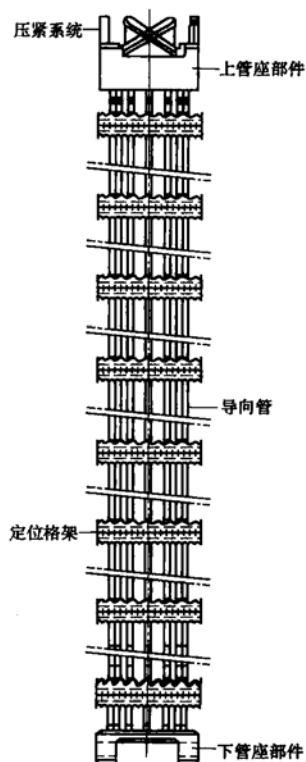


图 2.2-6 骨架

通过6支铆钉将滤网固定在下管座单元连接板的下面。

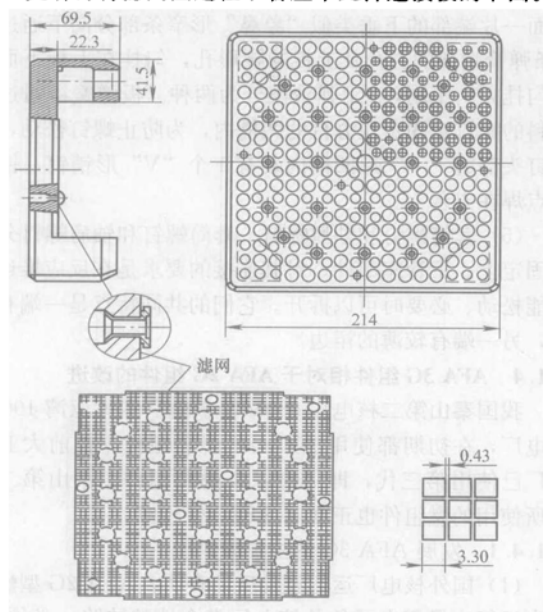


图 2.2-7 下管座部件

1) 下管座单元件。下管座单元件的结构类似一个“方凳”，一块方形连接板的4个角下焊有4个方形腿，呈对角布置的两个腿下表面各开有1个将来与堆芯下板定位销插配的定位销孔（称为S孔）。连接板上开有24个导向管部件连接孔和一个容纳仪表管的孔，此外还分布有一些尺寸不一的圆形流水孔。燃料组件中燃料棒的位置对应着流水孔间的筋，以免燃料棒从流水孔中漏出。

具有S孔的两个腿中的一个腿的外侧棱角被确定为“Y”标识角，并将“Y”字打印在棱附近的侧面上。

2) 滤网。滤网的作用是防止冷却剂中的金属异物（金属碎片、小螺钉等）被卡在下端部格架与燃料棒之间，在冷却剂冲刷振动下，破坏燃料棒包壳管的密封性。滤网是一片厚度为0.44mm的方形片件，其上布满了 $3.3\text{mm} \times 3.3\text{mm}$ 的方孔群，孔间筋宽0.43mm。 $3.3\text{mm} \times 3.3\text{mm}$ 方孔确保异物不会卡在格架中。

(2) 导向管部件和仪表管。导向管部件相当于骨架的“脊柱”，由它协同仪表管将上管座部件、下管座部件和8层定位格架连成一个整体，它承担了燃料组件受到的所有载荷，并将轴向载荷通过下管座部件传到堆芯下板。它也为控制棒的抽插提供了通道，同时具有缓冲控制棒快速下插的功能。

导向管部件由导向管、螺纹套管和端塞组成。通过环焊缝将螺纹套管和端塞分别固定在导向管的上端和下端。

1) 导向管。导向管上端呈喇叭口形，下端有一个被称为缓冲段的缩径段，缩径段壁厚不变。缓冲段上端附近的直管上开有4个流水孔。

2) 螺纹套管。螺纹套管是控制棒导向管部件上部连接件，它的上端有内螺纹。在燃料组件中，该内螺纹将与套筒螺钉的外螺纹相啮合以固定上管座部件。螺纹套管下端有止口，插入导向管上端后通过环焊缝固定。

3) 导向管端塞。导向管端塞是控制棒导向管部件下部连接件，它的下端有内螺纹，可与轴肩螺钉外螺纹啮合以固定下管座部件。导向管端塞上端有止口，插入导向管下端后以环焊缝固定。

仪表管是一根直管，它在燃料组件中用于容纳中子注量率测量探头。在骨架中它仅与8层定位格架点焊连接，上、

下端分别悬在上、下管座连接板的对应孔内。

(3) 定位格架。定位格架（见图2.2-8）是在燃料组件中仅次于燃料棒的重要部件，它的功能是使264根燃料棒组成方形棒束形状，以及夹持、固定燃料棒使其处在规定的位置上，同时也将燃料棒重量及燃料棒产生或承受的载荷传到导向管部件上的作用。定位格架结构复杂、精细，设计及制造工艺有一定的难度。

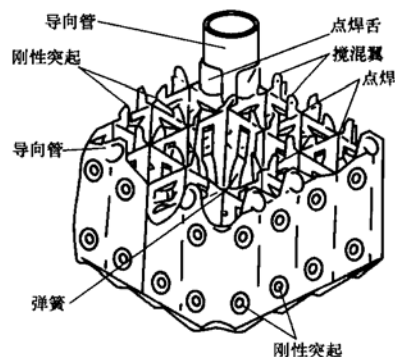


图 2.2-8 定位格架

在每个AFA 2G燃料组件中，沿轴向布置有8层定位格架。第1和第8层（从组件下端算起，下同）为端部格架，第2~7层为中间格架（又称搅混格架），定位格架的一个角被定义为Y角，用外条带上的小孔标志。

1) 定位格架基本结构。定位格架是由两组内条带（每组平行排列16片）相互垂直穿插形成的蛋型方形栅元群及其周围的4块外条带组成。内条带每个端部的棒头（每个端部三个棒头）与外条带的棒槽插配固定。在内条带上下十字交叉点处、内条带与外条带的棒头连接处及外条带与外条带对接并含内条带棒头处施以激光点焊。格架有 $17 \times 17 = 289$ 个方形栅元。其中燃料棒栅元264个，导向管栅元24个，及仪表管栅元1个。

在每个燃料棒栅元内侧壁上设有6个燃料棒支撑点（两个弹性支撑点和4个刚性支撑点）。每一对相对侧壁上分别设有一个弹性支撑点和两个刚性支撑点。

弹性支撑点是嵌在内条带上的发夹形弹簧夹，有单弹簧和双弹簧两种（见图2.2-9）。双弹簧同时为相邻栅元提供1个弹性点支撑。刚性支撑点是从内条带上冲出来的梯形刚性突起。定位格架组装前，在有些内条带的一些指定位置上已装配好单弹簧或双弹簧。

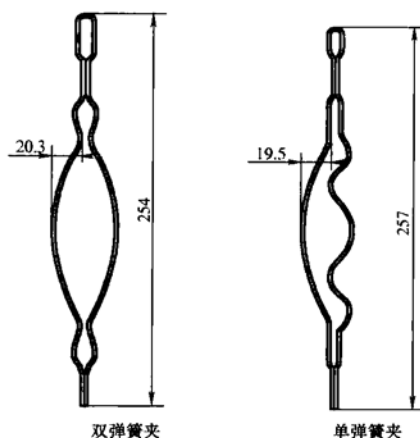


图 2.2-9 格架弹簧夹

在导向管栅元和仪表管栅元内既没有弹性支撑点也没有刚性支撑点。其上方有4片弧形点焊舌片，一个格架上有

4×25=100片。导向管部件或仪表管穿过这些栅元，并通过点焊舌使格架与导向管或仪表管固定。

2) 端部格架和中间格架。端部格架与中间格架基本结构相同，其主要差别在于中间格架上方每个内条带交差点上设有1~2个搅混翼片以加强冷却剂扰动，从而增加燃料棒放热。搅混翼片的尺寸、倾斜角度、数量及分布都是经过多次的热工水力试验筛选出来的最佳组合。并且中间格架内条带比端部格架内条带稍厚，故其栅元内腔尺寸略小于后者。此外，中间格架比端部格架的点焊舌高度也稍低。

(4) 上管座部件。上管座部件是燃料组件的上部构件，也是流经燃料棒束的冷却剂的汇集处。反应堆运行时上管座部件将燃料组件所承受的轴向载荷（板弹簧压力、控制棒下插时星形架对上管座连接板产生的冲击力、相关组件的压力等）通过导向管部件传到下管座部件，并确保燃料组件始终坐在堆芯下板上。在反应堆运行期间上管座部件与下管座部件一样可以抑制燃料组件的横向移动。

上管座部件由上管座单元件和压紧系统（4组板弹簧）组成（见图2.2-10）。在上管座的一对角上分别各安装左右两组板弹簧。

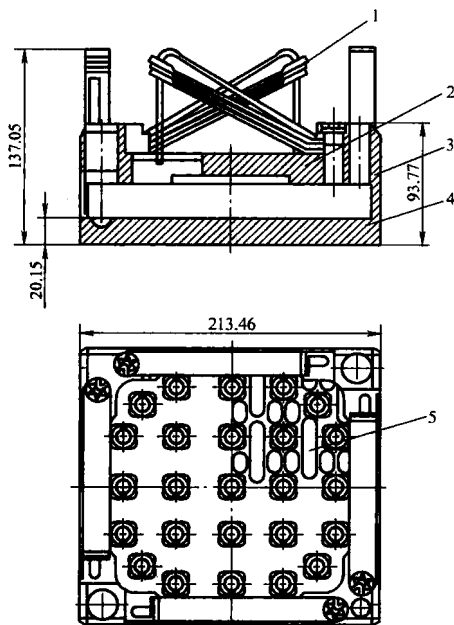


图 2.2-10 上管座部件

1—板弹簧；2—上板；3—方形框架；
4—方形连接板；5—腰形流水槽

1) 上管座单元件。上管座单元件是个焊接的箱式结构，4块围板彼此衔接焊接成方形框架，框架上端焊有一块具有大方孔的上板，框架下端焊有方形连接板。

上板上方的四角上沿两对角线分别布置有高为23.55mm的32.1mm×32.1mm和高为23.55mm的50mm×50mm的方台。

在32.1mm×32.1mm方台上各开有一个定位销孔（称为S孔），另两方台之一开有一个小孔被称为方位孔。

连接板上开有24个控制棒导向管部件连接孔和1个仪表管对应的孔（该孔在形成骨架后用具有中心小孔的鳃盖封死），此外还有一些长短不一的腰形流水槽，燃料组件中燃料棒的位置正对流水槽间的筋。

上管座部件同样设有“Y”标识角，Y角设在一个S孔所在的角上。

2) 压紧系统。上管座部件上方有4组板弹簧。每组板

弹簧由4片弹簧组成。当板弹簧组在上管座单元就位时，最上面一片端部的下垂类似“象鼻”形窄条部分向下通过下面3条弹簧端部的方孔及上板的腰形孔，勾挂在上板下面。由于勾挂方向不同，4组弹簧被分为两种。板弹簧组通过同种材料的螺钉被固定在下管的凹槽内，为防止螺钉松动，每个螺钉头部的“*”形凹槽内装有1个“V”形销钉，销钉两端点焊在下管上。

(5) 套筒螺钉和轴肩螺钉。套筒螺钉和轴肩螺钉分别用于固定上、下管座部件。对其连接的要求是在反应堆运行时不能松动、必要时可以拆开。它们的共同特点是一端有外螺纹，另一端有较薄的裙边。

2.1.4 AFA 3G 组件相对于 AFA 2G 组件的改进

我国秦山第二核电厂600MW核电厂和大亚湾1000MW核电厂，在初期都使用AFA 2G燃料组件，目前大亚湾核电厂已使用第三代，即AFA 3G燃料组件，秦山第二核电厂所使用的燃料组件也正在向AFA 3G过渡。

2.1.4.1 发展 AFA 3G 的主要原因

(1) 国外核电厂运行经验反馈表明，AFA 2G型燃料组件在运行中暴露出了危及核电厂安全性的缺陷，必须改进。近十年来，至少有三座核电厂发生控制棒卡棒现象。其中之一是使用AFA 2G燃料组件的瑞典Ringhals4反应堆，控制棒组件被卡在控制棒导向管缓冲段前（其燃耗已超过40GW·d/t），认为卡棒的原因是上管座的压紧系统压力过大，且这类组件轴向稳定性较差。

(2) 核电发展所需。目前要求的燃料组件应该是高燃耗、更可靠、机动性更好，争取燃料元件“零破损”；结合最佳的堆芯管理策略，实现降低核燃料循环成本。为此，FRAGEMA推出了比AFA 2G更先进的AFA 3G燃料组件。AFA 3G燃耗可达到55~60GW·d/t。

2.1.4.2 AFA 3G 进行的改进

(1) 为避免控制棒卡棒，AFA 3G组件调整了上管座部件压紧系统设计，减小了弹簧压紧力。同时，通过加厚、加粗导向管和增加三层跨间搅混格架加强了燃料组件轴向的刚度，提高了轴向稳定性。

(2) 为确保高燃耗下燃料棒的性能，燃料棒包壳管从Zr-4合金改为M5合金。M5合金比Zr-4合金有更好的综合性能。例如，在反应堆运行工况下，与Zr-4包壳管相比，M5合金的腐蚀仅为其1/3，氢化为其1/6，辐照生长为其1/2，热蠕变为其1/3。同时，增加了燃料棒轴向气腔长度。

(3) 为确保高燃耗下燃料组件结构的完整性，降低了上、下管座高度。从而保证燃料棒长度增加后上、下管座之间仍有合适的间距。

(4) 为提高热工水力性能，在第4~7层格架每相邻格架跨距中间布置一个不与燃料棒接触的搅混格架。

(5) 为有效地控制异物的危害，下管座的滤网改成厚的防屑板并安置在下管座连接板上方的凹槽内。通过防屑板下连接板的流水孔可捕集异物，使异物不致逸出。

(6) 定位格架的改进内容。Zr-4合金条带材料状态从消除应力改为完全退火；格架外形尺寸略有增加；在格架每个角上开始算起，连续5个边栅元内外条带所对的弹簧背面内条带上冲有限位突起。

2.1.5 设计参数

2.1.5.1 运行参数

600MWe和1000MWe核电厂运行参数见表2.2-5。

表 2.2-5 600MW 和 1000MW 核电厂运行参数

续表

运 行 参 数	600MWe	1000MWe
工作压力 (MPa)	15.5	15.5
堆芯入口温度 (°C)	292.8	292.4
堆芯出口温度 (°C)	327.2	327.6
平均线功率密度 (W/cm)	160.9	186
最大线功率密度 (W/cm)	378.1	418.5

运 行 参 数	600MWe	1000MWe
平均热流密度 (W/cm ²)	53.9	62.4
最大热流密度 (W/cm ²)	126.7	140.4
平均流速 (m/s)	4.3	4.9

2.1.5.2 主要设计参数

AFA 2G 和 AFA 3G 燃料组件主要结构设计参数见表 2.2-6。

表 2.2-6

AFA 2G 和 AFA 3G 燃料组件主要结构设计参数

组件(部件) 名 称	设 计 参 数	数 值	
		AFA 2G	AFA 3G
燃料组件	排 列	17×17 正方栅格	17×17 正方栅格
	长度(压紧板簧不受压)(mm)	4102	4107
	燃料棒中心距(mm)	12.6	12.6
	燃料棒数量(根)	264	264(可能包括含可燃毒物燃料棒)
	导向管部件数量(根)	24	24
	仪表管数量(根)	1	1
	端部格架数量(个)	2	2
	搅混格架数量(个)	6	6
	中间搅混翼格架数量(MSMG)(个)	0	3
骨 架	燃料组件质量(kg)	663.5	667.8
	长度(不包括上管座部件)(mm)	/	3973.3
燃料棒	长度(mm)	3851.5	3867.1
	直径(mm)	9.5	9.5
	燃料段长度(mm)	3657.6	3657.6
	轴向空腔长度(mm)	165	180.9
	初始预充氮压力(MPa)	3.1	2
燃料芯块	直径(mm)	8.192	8.19
	高度(mm)	13.5	13.5
	芯块密度(%TD ^①)	95	95
	²³⁵ U 富集度(%)	3.2	4.45
	铀含量(%, 质量分数)	≥87.7	≥87.7(UO ₂ 芯块)
燃料包壳管	长度(mm)	3831.8	3845.1
	外径(mm)	9.5	9.5
	内径(mm)	8.36	8.36
燃料棒弹簧	外径(mm)	7.9	7.9
	自由高度(mm)	212.1	220.5
	丝径(mm)	1.42~1.47	1.445
	总圈数	43	43
上、下端塞	长度(mm)	14.68	上 14.1, 下 14.5
导向管部件	长度(mm)	3898	3895
导向管	长度(mm)	3868.2	3889.5
	外径(mm)	12.05	12.45
	上端内径(mm)	11.25	11.45
	缓冲段内径(mm)	10.09	10.09
	缓冲段长度(mm)	495	640
导向管端塞	长度(mm)	19.75	12
	直径(mm)	12.15	12.45
螺纹套管	长度(mm)	24.32	47

续表

组件(部件) 名称	设计参数	数 值	
		AFA 2G	AFA 3G
仪表管	长度(mm)	3915	3927
	外径(mm)	12.05	12.45
	内径(mm)	11.25	11.45
上管座部件	外形尺寸(压紧板簧不受压)(mm)	213.44×137.05(高度)	213.4×134.9(高度)
上管座单元件	高度(mm)	93.77	90.2
	连接板厚度(mm)	20.15	18
	围板厚度(mm)	5.0~6.1	5.2
	S孔直径(mm)	22.23~22.3	22.3
	导向管孔直径(mm)	14.05~14.10	14.11
	仪表管孔直径(mm)	12.75	12.62
板弹簧	每组板簧片数	4	4
	宽度(mm)	17.65~17.90	18.2
	根部厚度(mm)	3.94	3.75
下管座部件	外形尺寸(mm)	214×69.5(高度)	214×61.5(高度)
下管座单元件	高度(mm)	69.5	61.5
	连接板厚度(mm)	22.30	22.0
	S孔直径(mm)	22.30	22.3
	滤网板槽尺寸(mm)	201×1	205.4×3
滤网板	外形尺寸(mm)	200.6×0.44	204.7×3
	方孔尺寸(mm)	3.3	3.3
	筋宽(mm)	0.43	0.45
定位格架	外形尺寸(mm)	213.38	213.7
	内条带高度(不含搅混翼)(mm)	33	33
	内条带厚度(mm)	端部格架 0.40 搅混格架 0.425	0.425
	外条带厚度(mm)	0.6	0.6
	弹簧片厚度×宽度(mm)	0.27×3.05	0.266×3.05
	双弹簧/单弹簧数量(个)	244/40	244/40
中间搅混翼 格架(MSMG)	外形尺寸(mm)	—	213
	内条带高度(不含搅混翼)(mm)	—	18
	内条带厚度(mm)	—	0.425
	外条带厚度(mm)	—	0.60

① TD—理论密度。

2.1.6 材料

燃料组件结构材料总的要求是在高温、高压、强辐照的水中具有稳定的综合性能,包括耐腐蚀、抗辐照、满意的机械性能等,且中子吸收截面要小(尤其是堆芯内的结构材料),具体材料根据零部件功能进行选择。

压紧系统的弹簧和螺钉、定位格架的弹簧以及下管座的滤网等因运行中耐受高应力和疲劳循环,所以选用的材料是对辐照不甚敏感的高温合金 Inconel-718;上、下管座及其连接件等则仅耐受较低的应力和疲劳循环,故选用 AISI304 不锈钢。堆芯内的材料,如燃料棒包壳管、导向管、仪表管和定位格架的条带,考虑到核电站的经济性,采用了低中子吸收截面的 Zr-4 合金。AFA 2G 燃料组件用的材料及其性能分别见表 2.2-7 和表 2.2-8。其中,表 2.2-8 所列为未经辐照的材料性能,经辐照后材料的杨氏模量不提高,屈服强度增加, AISI304 拉伸强度不提高, Zr-4 拉伸强度增加, Zr-4 辐照长大为不可逆变形。

表 2.2-7 AFA 2G 燃料组件材料

部 件	材 料	状 态
管座单元件	AISI304L	退火
板上弹簧	Inconel-718	时效
弹簧螺钉	Inconel-718	时效
鳃盖	AISI304L	退火
套筒螺钉、轴肩螺钉	AISI304	冷作
下管座单元件	AISI304L	退火
防异物滤网	Inconel-718	时效
铆钉	AISI304L	冷作
格架条带	Zr-4	消除应力
格架弹簧	Inconel-718	时效
导向管、仪表管	Zr-4	再结晶
导向管端塞	Zr-4	再结晶
螺纹套管	Zr-4	再结晶
燃料棒包壳管	Zr-4	消除应力
燃料棒端塞	Zr-4	再结晶
燃料棒弹簧	AISI302	
燃料芯块	UO ₂	
燃料棒填充气体	氦	

表 2.2-8

AFA 2G 组件材料性能

材 料		Inconel-718	Zr-4		AISI304	
状 态		时 效	再结晶	消除应力	退 火	冷 作
杨氏模量 (MPa)	20℃	2.0×10^5	9.84×10^4	9.84×10^4	1.99×10^5	1.99×10^5
	315℃	1.84×10^5	7.80×10^4	7.80×10^4	1.75×10^5	1.75×10^5
屈服强度 (MPa)	20℃	1030	310	450	207	350
	315℃	931	120	250	125	250
拉伸强度 (MPa)	20℃	1240	450	550	517	690
	315℃	1172	220	280	438	590
热膨胀系数 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	20℃	—	—	—	—	—
	315℃	13.9×10^{-6}	5.37×10^{-6}	5.37×10^{-6}	17.3×10^{-6}	17.3×10^{-6}

2.1.7 制造

燃料组件制造按其主要零部件和工艺可分为以下几部分。

2.1.7.1 燃料棒

主要介绍 UO_2 芯块生产和燃料棒封装的工艺流程。

UO_2 芯块生产的一般工艺流程如图 2.2-11 所示。

图 2.2-11 UO_2 芯块生产工艺流程

(1) 生产 UO_2 芯块。目前用于我国核电站的 UO_2 芯块按其成分可分为两种，一种是陶瓷 UO_2 芯块（简称 UO_2 芯块），另一种是含可燃毒物钆的 $\text{UO}_2\text{-Gd}_2\text{O}_3$ 芯块。

UO_2 芯块的主要原料是 UO_2 粉末。不同方法生产的 UO_2 粉末对 UO_2 芯块生产工艺有不同的要求。下面介绍我国常用的重铀酸铵（ADU）法生产的 UO_2 粉末制造 UO_2 芯块的工艺。

1) 混料。 UO_2 芯块的组分除 UO_2 粉末外还需根据生产工艺和芯块性能需要而按一定比例添加某些物质。这些添加物的种类和数量因燃料厂家及芯块性能要求不同而异。添加物混料前须经过配料计算及验证，然后按照确定的比例将 UO_2 粉末和各添加物投到专用混料器中按相关程序予以充分混合，使其均匀地分布在基体 UO_2 粉末中。

2) 制粒。在压制生坯块前必须经过制粒处理。一般采用干法制粒，其优点是流程简单、粉末利用率高、勿需干燥。干法制粒有下面几个主要环节：

混合后的粉末通过压机压成圆饼（这道工序也称为预压）；压饼通过星形给料器被破碎成一定尺寸的颗粒，再输送到擦筛机中，进一步破碎，并被强迫挤过一定“目”的筛网，成为具有一定形状、尺寸的粉末颗粒（这道工艺又称为破碎、擦筛）；擦筛后的粉末颗粒尚须在混料器中进一步球化，去掉颗粒的棱角，以减轻颗粒间的磨擦，球化的同时一般还要添加一些润滑剂（如硬脂酸锌）粉末，以便进一步改善粉末的流动性和可压制性。

3) 成型。压制生坯芯块又称为“成型”。成型在多工位的旋转压机上完成。

4) 烧结。 UO_2 芯块烧结一般有两个重要的温度区域，即预烧区（低温区）和烧结区（高温区）。预烧区的主要作用是脱水、脱氟、硬脂酸锌分解、气化及脱掉残存的碳。烧结区的实际烧结温度及时间须通过工艺合格性鉴定确定。在这个温度区，芯块内部要发生体积密实、孔隙球化和晶粒长大等变化。此外，烧结气氛也是顺利完成烧结的重要条件之

一。因为烧结气氛不但可以清除烧结炉中的有害杂质，而且还可改进芯块的性能。

我国采用的是国际上流行的先进的连续式推舟烧结炉，优点是均温区长、温度控制灵敏、准确及可连续运行。作为一个例子，图 2.2-12 所示为一个推舟炉工作时的典型炉膛温度曲线。

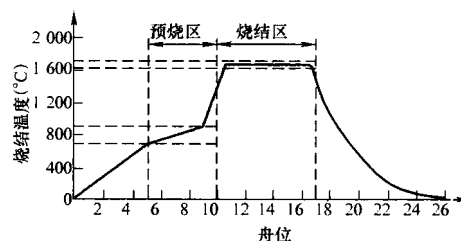


图 2.2-12 推舟炉温区分布及典型烧结制度

5) 磨削。从生坯芯块到烧成 UO_2 芯块这一过程中，芯块体积收缩、密度增加，而且由于收缩的不均匀会使得芯块圆柱形状发生改变。根据成品芯块的技术要求，必须确保芯块的表面质量及严格控制几何尺寸。为此，出炉后的烧结芯块要经过磨削，以得到理想的芯块直径。

UO_2 芯块磨削采用无心外圆磨床。其磨削生产线由自动上料、磨削、自动清洗和烘干、自动装盘等部分组成。 UO_2 芯块散倒在自动上料装置的圆盘上，圆盘转动后，芯块自动排成一行源源不断地、头尾衔接地被送入磨床。磨后的 UO_2 芯块仍成单行在移动的螺旋弹簧传送带上被冲洗、烘干。

6) 外观检查。烘干后的 UO_2 芯块须进行 100% 的外观检查。 UO_2 芯块的主要技术指标有几何密度、同位素含量及富集度、铀总量、杂质含量、氧铀比、热稳定性、微观组织、几何尺寸、外观和总氢等。

(2) 燃料棒封装。燃料棒封装是在一条自动化程度较高的生产线上完成的。主要制造工艺流程如图 2.2-13 所示。

1) 下端塞的环焊。利用专用压塞机将清洗后的燃料棒下端塞压进包壳管的一端。压塞工艺对压塞力、保压时间都有严格的规定。

用大容器真空电子束焊机实施下端塞与包壳管环缝的焊接。这种焊机每次可装入 120 根燃料棒。在焊室内自动完成装夹，从将单根燃料棒送到被焊位置、焊接、退出，到转鼓公转 1/120 等动作，即燃料棒从入焊室到出焊室，一次自动完成环缝焊接。

2) 下端塞环焊缝 X 光检查。焊后的下端塞环焊缝须 100% 地经过外观及 X 光透照检查，以便确定环焊缝是否存在超过标准的缺陷。被透照的带下端塞的包壳管分组进入透

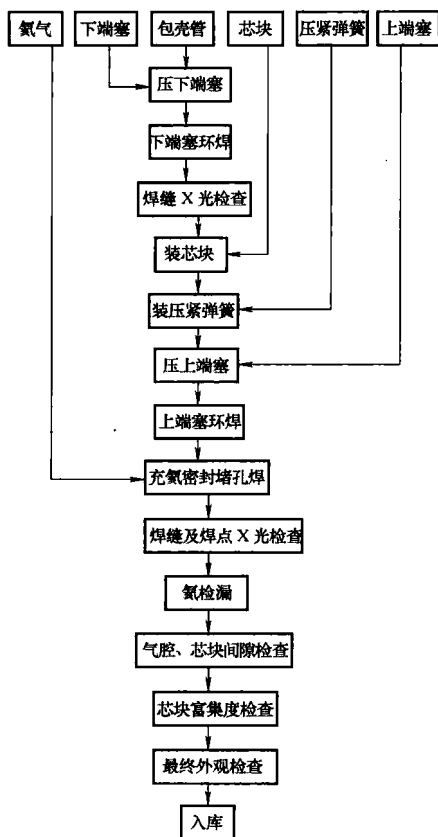


图 2.2-13 燃料棒封装工艺流程

照室。采用厚度补偿和转角透照方法透照。

3) 填装 UO_2 芯块和压紧弹簧。烘干并满足当量氢含量要求的 UO_2 芯块在专用的装料机上采用倾斜法成排地推入焊好下端塞的包壳管内，量芯块摆上方包壳管空腔长度，调节芯块使空腔长度调到符合要求，然后装入压紧弹簧。

4) 上端塞的环焊和堵孔焊。压上端塞的方法、要求及操作程序基本与压下端塞相同。

压好上端塞的燃料棒在另一台大容器真空电子束焊机中实施环焊缝焊接，焊好后立即在具有规定压力的惰性气体（氩）环境中进行上端塞轴向孔的堵孔焊。

5) 上端塞环焊缝及堵孔焊点 X 光检查。上环焊缝和堵孔焊点同时透照在同一张底片上，但应分别评价。

(3) 无损检查。完成堵孔焊的每根燃料棒都要经过下述无损检查。

1) 氨检漏。氨检漏是一种利用氨质谱检漏仪探测燃料棒密封性的常规方法。以确保每根燃料棒作为第一道屏障的可靠性。检漏时，将数根燃料棒置入检漏容器中，当发现判废泄漏率时，须分批复测，最后确定泄漏燃料棒。

2) 芯块间隙及轴向空腔检查。燃料棒必须 100% 进行芯块间隙和轴向空腔的尺寸检查。我国目前主要用 γ 射线扫描方法。测量时，燃料棒在探头前面匀速通过，探头沿燃料棒全长度依次扫描。

3) 富集度检查。由于存在个别不同富集度芯块混装的风险，因此完工后的燃料棒必须 100% 进行富集度检查。检查富集度常用自发 γ 射线能谱法，其测量装置设有 8 条通道，可同时检查 8 根燃料棒。测量时，借助传动装置使燃料棒匀速通过设有探头的通道。若有富集度异常的芯块通过探头时，将会产生超过判废标准的信号。

4) 尺寸、外观检查。尺寸检查包括长度、直线度，并用环形规检查环焊缝处直径。外观检查包括检查清洁度、焊

缝和焊点的位置和形状及机械伤痕等。

2.1.7.2 定位格架

定位格架组装和焊接工艺流程如图 2.2-14 所示。

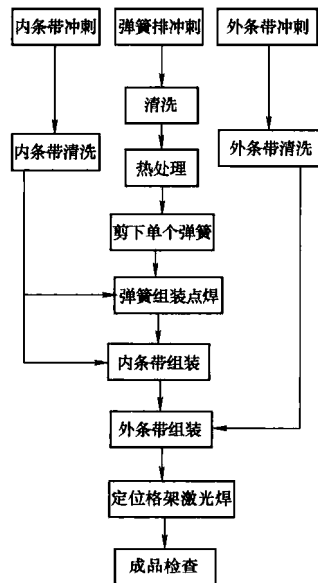


图 2.2-14 定位格架组装和焊接工艺流程

(1) 定位格架组装。组装包括弹簧装配、内条带组装和外条带组装三个阶段。

1) 按照施工图的规定，将单双弹簧分别装在指定序号的内条带上，然后在点焊机上点焊。这种装有弹簧的条带称为内条带部件。

2) 按照图纸上规定的各类条带的位置顺序在专用插片机上配插内条带及内条带部件。

3) 将组装好的内条带固定在专用夹具上，装配 4 片外条带，扭转伸出外条带的内条带棒头，完成整个定位格架的装配。

(2) 定位格架焊接。定位格架焊接采用激光焊方法。

焊前把定位格架装在专用夹具中固定，夹紧后去除被扭转的棒头。焊接包括内条带十字交叉处上、下方的点焊、内条带端部棒头和外条带棒槽配合处的缝焊以及相邻两片外条带对接处与内条带端部相连位置的缝焊。

(3) 定位格架焊接质量检测。主要检测项目、方法和频率见表 2.2-9。

表 2.2-9 定位格架主要检测项目、方法和频率

检测项目	检测方法	检测频率
焊点焊缝外观检查	外观标样对照	100%
测量 G 因子 ^①	三坐标或 G 因子检测装置	100%
搅混翼角度检查和调整	投影仪	100%
栅元变形检查	变形规	100%
栅元功能检查	栅元过规	100%
格架外形检查	外形过规	100%
导向翼及点焊舌检查	专用规，3 倍放大镜检查	100%
定位格架外观检查	肉眼或 3 倍放大镜检查	100%
平面度检查 ^①	百分表	2 个格架
弹簧夹持力测定 ^②	应变仪	2 个格架

① G 因子是表征刚性突起高度差的统计值。

② 仅在产品合格性鉴定时才做的检测项目。

2.1.7.3 导向管部件

(1) 导向管部件组装焊接工艺流程。导向管部件组装焊接工艺流程如图 2.2-15 所示。

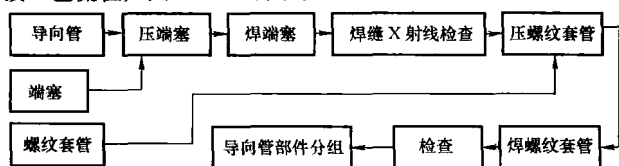


图 2.2-15 导向管部件组装焊接工艺流程

1) 压端塞。端塞和导向管间采用过盈配合。为保证焊缝质量及焊后端塞与导向管的同轴度，必须在专用压塞机上将端塞压入导向管，压塞力不能大于规定数值。

2) 焊端塞。采用 Zr-4 全自动焊管机进行惰性气体保护焊。

3) 焊缝 X 射线检查。焊缝进行 100% X 射线透照检查。

4) 压螺纹套管。用与压端塞相同的方法压入螺纹套管，压力应在要求限值内。

5) 焊螺纹套管。焊接设备和焊接方法与焊端塞基本相同，只是焊接参数稍有差别。

(2) 导向管部件检查。检查包括外观和尺寸、随炉试样的拉伸试验、腐蚀试验和金相检查。其中，外观和尺寸检查包括不允许有纸屑、尘渣、油迹等污物；碰伤、划伤程度不能超过限值；检查不直度、长度和端塞端面跳动等。

(3) 导向管部件分组。在每批导向管中进行分组，将长度最接近的 24 根分为一组，组内导向管部件彼此长度差应在允许范围内。

2.1.7.4 骨架

骨架组装是将定位格架与导向管部件、仪表管点焊固定，然后将上、下管座部件装起并固定。骨架组装工艺流程如图 2.2-16 所示。

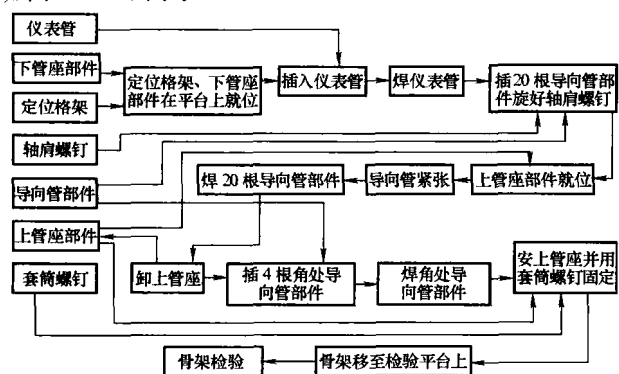


图 2.2-16 骨架组焊工艺流程

(1) 定位格架、下管座就位。骨架组装平台上已事先固定好用于容纳下管座部件、8 个定位格架和上管座部件的夹紧框架，并按图纸规定的相对位置完成调整夹紧框架间的距离。

将下管座部件、两个端部格架、6 个搅混格架分别就位，扣紧框架，下管座部件和格架的“Y”角应在同一条直线上。

(2) 装仪表管并点焊。仪表管从骨架上管座部件方向插入，经过 8 层格架后，与下管座部件接触，并固定。插入芯轴，在各层格架的点焊舌上实施对仪表管的点焊。

(3) 装 20 根导向管部件、上管座部件。留下 4 根较短的导向管部件，将其余 20 根导向管部件插入四角位置以外的各层格架导向管栅元内。导向管部件接触下管座后，旋紧

轴肩螺钉使导向管部件的下端塞紧靠下管座。安装上管座。

(4) 张紧导向管部件。安装张紧装置，强拉导向管部件，使每个导向管部件的套管端部紧抵上管座。按照焊接规程将芯轴插入第 1 排导向管内部，从下管座附近的第 1 层格架（下端部格架）开始点焊，直至第 8 层格架。完成 x 方向的点焊后，卸下上管座和张紧装置，插入两根上角的导向管部件，并用轴肩螺钉固定在下管座上，然后焊这两根导向管。完成后，整个骨架要旋转 90° ，再实施 y 方向 20 根导向管的点焊。之后，装上另两根导向管部件并点焊。安装上管座部件，旋紧套筒螺钉。松开夹紧框架，将骨架平移到检验平台上。

(5) 骨架检查。按规定的检查项目完成骨架检查。

2.1.7.5 燃料组件

燃料组件组装采用拉棒方式将燃料棒装入事先安置在组件组装平台上的骨架中。燃料组件组装前，先将燃料棒装入元件盒内多层格板 17×17 排列的孔洞内。燃料组件组装时，将元件盒和骨架分别吊到各自平台上。然后，按下述工艺流程（见图 2.2-17）组装燃料组件。

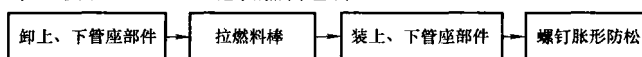


图 2.2-17 燃料组件组装工艺流程

(1) 卸上、下管座部件。分别卸下上、下管座部件，装上工装胎具。上管座部件送去焊端盖。

(2) 拉燃料棒。启动拉棒机，按规定步骤操作，将元件盒中间一排燃料棒缓慢拉入骨架相应一排的各层格架中，并在设定的位置上自动停止。拉棒机平台顺序交替提升或下降按相同程序拉每一排燃料棒，直到 17 排燃料棒全部就位。

(3) 装上、下管座部件。完成拉棒后，卸掉工装胎具，装上、下管座部件，并用力矩扳手按规定力矩将套筒螺钉和轴肩螺钉拧紧。

(4) 螺钉胀形防松。螺钉胀形时的最大胀形力应满足规定的要求。胀形时应确保胀形力只能通过螺钉头部变形后作用在管座上，而不能传给导向管。

完成组装后，升起组装平台上管座端，使燃料组件呈垂直状态，卸下夹具，吊走燃料组件。

2.1.8 设计验证

设计验证可从运行经验、试验和计算三方面进行。

燃料组件设计报告中的设计验证指的是计算验证。即通过计算来验证燃料组件在各种工况下，均能满足设计准则中规定的各项指标。验证的主要系统及部件有：压紧系统；上、下管座；导向管；定位格架；上、下管座与导向管部件连接接头；定位格架与导向管连接；燃料棒及燃料组件。

AFA 2G 燃料组件设计报告中对上述内容都进行了计算，结论是 AFA 2G 燃料组件设计完全满足设计准则的各项指标要求，是安全的。下面介绍部分验证项目：

(1) 压紧系统。压紧系统是指上管座单元件上的四组板弹簧。须验证其在冷态或热态冷却剂正常流动工况下是否能压住燃料组件。

(2) 上管座部件。验证其能否承受预期的吊装、运输载荷和正常的运行载荷。

(3) 上管座部件与导向管部件连接接头。验证的目的是证明在组件起吊时、热循环及辐照情况下，套筒螺钉所承受的应力不会超过限值，且不会引起疲劳破坏。

(4) 导向管部件。验证其强度和轴向稳定性。

(5) 定位格架。验证在吊装、运输和堆内使用过程中，

特别是在辐照引起格架夹持力松弛的情况下，定位格架对燃料棒的夹持力可以始终保持在一个适当的范围内。还要验证辐照对定位格架外形尺寸的影响。

(6) 燃料棒。验证的目的是证明燃料棒在工况 I、II 下满足设计准则要求。

验证方法是用程序验证稳态运行下燃料棒的下述性能：内压和裂变气体释放；包壳应力和应变；燃料和包壳温度；包壳轴向生长；芯块与包壳间的间隙；包壳坍塌；燃料棒振动和磨蚀。用程序进行正常运行和 II 类工况下的暂态分析，包括芯块温度、包壳温度、包壳应力和应变，以及疲劳分析。

(7) 燃料组件验证分析。验证分析内容包括燃料棒与管座间的间隙、燃料组件与堆芯板之间距离、燃料棒弯曲及燃料组件变形。

(8) 燃料组件的事故评价。评价内容包括验证失水事故 (LOCA) 下，导向管轴向不失稳，以保证控制棒顺利插入；验证失水和安全停堆地震 (SSE) 同时发生时，即基准事故 (DBA) 情况下燃料组件的承载能力。例如定位格架的碰撞力应小于临界屈服压力，以及各构件的结构完整性 (应力强度应小于应力限值)。

2.2 相关组件

相关组件的种类、布置方式及数量是由物理设计和反应堆运行方式决定的，600MW 核电厂有两种相关组件：一种是在反应堆运行时经常运动的组件，即棒束控制组件 (RC-CA)；另一种是安置在燃料组件上的不动组件，称为固定式堆芯相关组件 (SCCA)。初始堆芯装载棒束控制组件和固定式堆芯相关组件的数量和各组件的组成见表 2.2-10。

表 2.2-10 600MW 核电厂初始堆芯棒束控制组件和固定式堆芯相关组件装载

	组 件 种 类	组件数/个	组 系	组件数/个		
棒束控制组件	控制类组件 (补偿棒、调节棒)	25	D A B C	4 8 8 5		
	停堆组件（安全棒）	8	Sa Sb	4 4		
	棒束控制组件总数	33		33		
固定式堆芯相关组件	组 件 种 类	组 件 组 成				组件数 (个)
		可燃毒物棒 (根)	阻流塞棒 (根)	一次中子源棒 (根)	二次中子源棒 (根)	
	含 16 根可燃毒物棒和 8 根阻流塞的组件	16	8	0	0	18
	含 12 根可燃毒物棒和 12 根阻流塞的组件	12	12	0	0	32
	阻流塞组件	0	24	0	0	34
	一次中子源组件	16	6	1	1	2
	二次中子源组件	0	20	0	4	2
	总 数	704	1396	2	10	88

2.2.1 棒束控制组件

棒束控制组件 (以下简称控制棒组件) 由星形架组件和控制 (吸收) 棒组成，是反应堆中与燃料组件接触的唯一运动部件。

2.2.1.1 功能

控制棒组件的主要功能一是停堆，二是补偿由于燃耗、中毒和温度变化引起的反应性变化，三是参与改变或维持反应堆功率。

核电厂的控制棒按功能分有以下三类：

(1) 安全棒。安全棒用于反应堆紧急停堆。反应堆正常运行时，安全棒全部提到堆芯外。接到紧急停堆指令后，安全棒靠重力 (和驱动力) 瞬时下插，在规定的时间内使反应堆停运，确保反应堆安全。

(2) 补偿棒。补偿棒用于补偿由于燃耗、中毒和温度效应等引起的反应性降低。反应堆运行初期，补偿棒插入堆芯，抵消一部分反应性；在反应堆运行过程中，随着燃耗的加深和裂变产物毒性的增强等变化，补偿棒逐渐提升到堆芯外。

(3) 调节棒。调节棒用于调节反应堆功率，使之达到并维持在所需要的功率水平上。

2.2.1.2 设计准则

除特别说明者外，以下各条均适用于工况 I、II。

(1) 控制棒组件所用的各种材料必须符合国标、部标或有关反应堆用材标准。

(2) 控制棒组件所用材料应能承受化学、机械和辐照的作用，与高温、高压水有良好的相容性。

(3) 反应堆运行时，控制棒中子吸收体最高中心温度应低于中子吸收体材料的相变温度或熔点 (因材料不同而异)；不允许在导向管和控制棒之间的环形冷却剂流道中发生体积沸腾。

(4) 中子吸收体材料应密封在耐腐蚀的金属包壳管内。

(5) 反应堆运行初期，在外压和温度作用下，控制棒包壳管必须是自立的；在整个设计寿命期内，控制棒包壳管不应发生蠕变坍塌。

(6) 在整个设计寿命期内，控制棒内部气体压力应低于冷却剂压力。

(7) 控制棒组件在中子辐照、流致振动、磨蚀、升力和压力波动作用及控制棒动作、地震、落棒停堆情况下，应保持组件结构完整性，并能在导向管内运动自如；在设计寿命期内，控制棒组件应能承受规定次数的步跃及快插动作。

(8) 控制棒及导向管水力缓冲段的设计，均应考虑快速落棒要求，并使落棒行程终结时控制棒组件末速度低于一个合理定值。控制棒组件的机械缓冲弹簧设计，必须保证有效地吸收控制棒组件落棒终结时的能量，以尽量减小控制棒组

件对燃料组件的冲击力。

(9) 控制棒组件长度的设计，必须使控制棒组件在行程最上位置时，其下端仍在导向管内，且控制棒中子吸收体全部置于堆芯之外。

(10) 奥氏体不锈钢部件强度设计。控制棒包壳管设计应力强度 (S_m) 取设计温度下屈服强度的 $2/3$ 。部件应力强度按第三强度理论计算 (详见本文 2.1.2 小节中相关论述)。

(11) 控制棒组件应与控制棒驱动机构的驱动轴实现可靠和可拆的连接，并便于远距离拆装。

(12) 在工况Ⅲ、Ⅳ情况下，控制棒组件各部件变形不应影响反应堆紧急停堆。

2.2.1.3 结构

控制棒组件由星形架组件和 24 根固定在星形架组件指状杆上的吸收棒组成 (见图 2.2-18)。

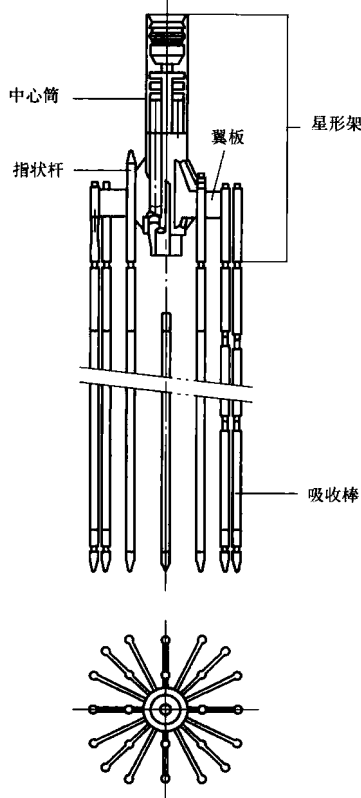


图 2.2-18 棒束控制组件

(1) 星形架组件。星形架组件由径向翼板和中心筒及指状杆钎焊连接而成 (见图 2.2-19)。中空的中心筒上部内壁加工有三道环形槽，以便与控制棒驱动机构的驱动轴连接，下端内部装有弹簧缓冲器，内装缓冲弹簧、弹簧座和锁紧螺栓。中心筒的外缘均布焊有 16 个径向翼板，每个翼板上带有一个或两个指状杆，总共 24 个指状杆。指状杆上部呈子弹头状，以便控制棒组件提升时导向。指状杆下部设有内螺纹，用于连接吸收棒。

(2) 吸收棒。吸收棒由上端塞、下端塞、压紧弹簧、吸收体和包壳管组成 (见图 2.2-20)。上、下端塞分别焊在包壳管的两端，将吸收体和压紧弹簧封在包壳管内，压紧弹簧压在吸收体上方，避免吸收体轴向窜动。下端塞呈子弹头型，以便吸收棒在导向管内向下运动时起导向作用。上端塞上部带有缩径段，以增加吸收棒柔度，从而减小吸收棒在导向管内运动时与导向管间的摩擦力。

为增强吸收棒包壳管的耐磨性，目前使用 HARMONI

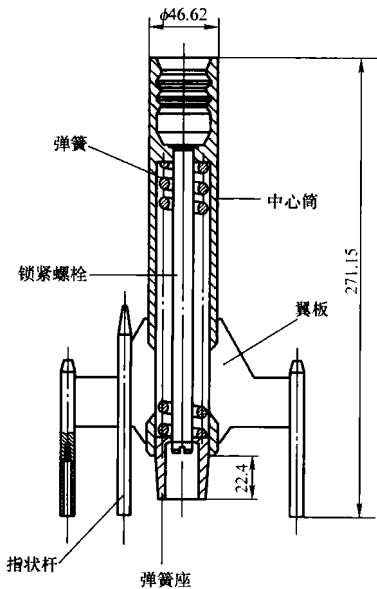


图 2.2-19 星形架组件

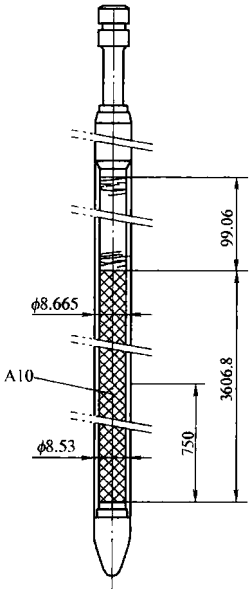


图 2.2-20 吸收 (控制) 棒

吸收棒，其特点是包壳管外表面经过渗氮处理；为了减缓吸收体 Ag-In-Cd 合金辐照肿胀对包壳管的影响，吸收体下部 (图 2.2-20 中长 750mm 段) 的直径略小。

(3) 控制棒组件。将控制棒上端塞螺钉拧紧到星形架指状杆螺孔中，然后从指状杆外表面配钻销钉孔，装入销钉并点焊销钉防松，构成控制棒组件。

2.2.1.4 设计参数

控制棒组件主要设计参数见表 2.2-11。

表 2.2-11 控制棒组件主要设计参数

名 称	参 数
控制棒组件长度 (mm)	4088.1
控制棒组件质量 (kg)	68
吸收棒长度 (mm)	3856
吸收体 (银-铟-镉) 长度 (mm)	3606.8
吸收体上段直径 (mm)	8.665
吸收体下段 (750mm 长) 直径 (mm)	8.53
包壳管外径 (mm)	9.7
包壳管壁厚 (mm)	0.47

2.2.1.5 材料

控制棒组件材料及性能见表 2.2-12 和 2.2-13。

表 2.2-12 控制棒组件材料

零件名称	材料
中心筒	AISI304
翼板	AISI304
指状杆	AISI304
锁紧螺栓	AISI304
缓冲弹簧	Inconel-718

表 2.2-13 控制棒组件材料性能

材料		AISI304 (退火)	Inconel-718	AISI302	AISI308	AISI316L (渗氮)	AISI630	Ag-In-Cd ^①
弹性模量 (MPa)	冷态	1.99×10^5	7.8×10^4	6.82×10^4	1.99×10^5	1.97×10^5	1.99×10^5	—
	热态	1.75×10^5	7.22×10^4	6.14×10^4	1.75×10^5	1.74×10^5	1.75×10^5	—
热膨胀系数 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)		17.31×10^{-6}	17.31×10^{-6} (315 $^{\circ}\text{C}$)	—	17.31×10^{-6}	17.24×10^{-6}	—	2.25×10^{-6}
热导率 [W/($^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}$)]		19	—	—	19	18	—	80.2
屈服强度 (MPa)	冷态	207	1250	1560	315	486	792	—
	热态	125	—	—	255	371	640	—
抗拉强度 (MPa)	冷态	517	1450	1735	625	690	965	—
	热态	438	1380	1560	535	605	906	—

① Ag-In-Cd 熔点为 790 $^{\circ}\text{C}$ 。

2.2.1.6 设计验证

控制棒组件设计验证项目主要有星形架组件的完整性及缓冲弹簧的性能、星形架组件与吸收棒的连接、吸收棒包壳管的完整性及吸收棒端塞焊缝应力分析等。

2.2.2 固定式堆芯相关组件

固定式堆芯相关组件（以下简称相关组件）是指根据物理设计和热工水力设计要求安置在相应的燃料组件中的可燃毒物组件、阻流塞组件和一、二次中子源组件。

这些组件都是由可燃毒物棒、阻流塞棒和中子源棒通过不同组合悬挂在一个被称为“压紧组件”的连接板上而形成，见图 2.2-21。

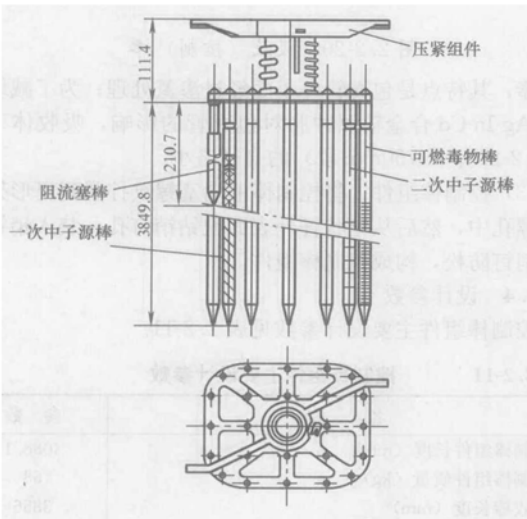


图 2.2-21 固定式堆芯相关组件

压紧组件由一组（内外）弹簧、导向筒、压紧杆和连接板等零件组成，见图 2.2-22。连接板上开有 24 个棒位孔（孔的中心与燃料组件导向管中心相对应）用来连接各类棒。

零件名称	材料
弹簧座	AISI630
包壳管	AISI304 (AISI316L 渗氮)
上下端塞	AISI308
吸收体	Ag (80%) -In (15%) -Cd (5%)
销钉	AISI308
控制棒内弹簧	AISI302

连接板上还开有 8 个大的流水通道。

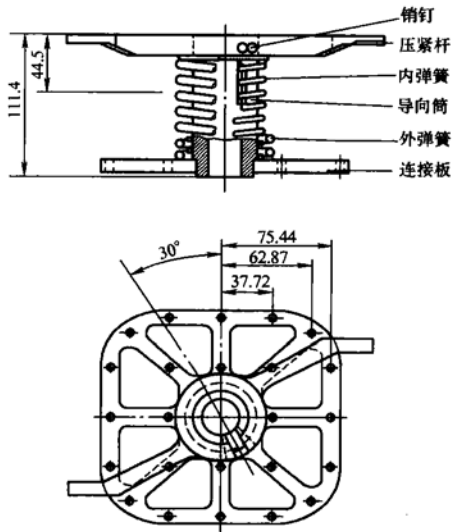


图 2.2-22 压紧组件

相关组件组装时，带有螺纹的各类相关棒顶端伸进连接板的小孔，在连接板的上方用螺母锁紧，再点焊销钉放松。

2.2.2.1 设计准则

相关组件设计准则综合如下（除特殊说明者外，以下各条均适用于工况 I、II）：

(1) 相关组件所用材料必须符合国标、部标或有关反应堆用材标准。

(2) 反应堆运行时，可燃毒物吸收体最高温度应低于材料熔点或材料发生明显变形或蠕变的温度（因材料不同而异）；在燃料组件导向管和可燃毒物棒之间的环形流道中不应发生体积沸腾。

(3) 可燃毒物吸收体、中子源体均应封装在耐腐蚀的金

属包壳内。设计寿期末包壳均匀腐蚀深度应低于包壳壁厚
的10%。

(4) 反应堆运行初期,在冷却剂压力和工作温度作用下,可燃毒物棒、中子源棒必须是自立的。

(5) 在设计寿期内,可燃毒物棒和中子源棒的包壳不应发生蠕变坍塌。

(6) 在设计寿期内,热态时可燃毒物棒和中子源棒内压应低于冷却剂工作压力。

(7) 在设计寿期内,可燃毒物棒和中子源棒的包壳周向净塑性应变应低于1%。

(8) 在中子辐照、流致振动、升力和压力波动下,相关组件应保持结构完整性。

(9) 相关组件结构设计要求为:在满足本设计准则(2)前提下,导向管内旁通流量应尽可能小;相关组件出口阻力系数要适当,以使燃料组件之间流量平衡。

(10) 奥氏体不锈钢部件强度设计准则同本书2.1.2节中相关叙述。

(11) 相关组件在结构上应便于远距离装拆并有互换性。要求在干状态下,相关组件在燃料组件中的抽插力不超过一个合理限值。

(12) 在工况Ⅲ、Ⅳ情况下,相关组件的破坏、变形或轴向位移不能影响紧急停堆或燃料棒的应急冷却。

2.2.2.2 功能与结构

(1) 可燃毒物组件。可燃毒物组件的功能是在核电厂(初始堆芯)第一个燃料循环运行中与控制棒组件和冷却剂中的硼共同调节反应性,保证反应堆具有负的温度系数,并运行在计划的功率水平上。第一个燃料循环结束后,全部可燃毒物棒从反应堆中取出,从第二个循环开始,堆芯中不再有可燃毒物棒。

秦山第二核电厂可燃毒物组件中的棒有两种组合,一种是16根可燃毒物棒与8根阻流塞棒;另一种是12根可燃毒物棒与12根阻流塞棒。

可燃毒物棒由包壳管、可燃毒物管、内衬管及上、下端塞组成,见图2.2-23。上、下端塞与包壳管焊接,将可燃毒物管和内衬管封在包壳管内。内衬管用于防止可燃毒物管蠕变坍塌。上端塞顶部设有与压紧组件连接板装配的外螺纹。下端塞呈子弹头型。

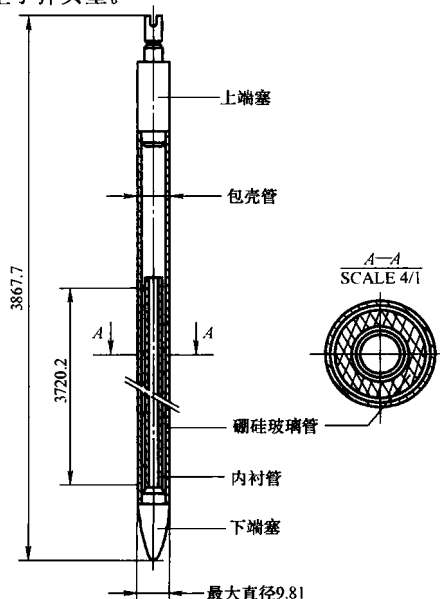


图 2.2-23 可燃毒物棒

(2) 阻流塞组件。压紧组件上只连接阻流塞棒的组件称为阻流塞组件。其功能是插入不包含其他相关组件的燃料组件导向管中,限制导向管内冷却剂旁流,平衡燃料组件的流量。阻流塞棒是由 AISI 304 不锈钢棒加工而成,见图2.2-24。上方设有与压紧组件连接板装配的螺纹,还有一缩径段以增加其柔性。下端呈子弹头型。第一个燃料循环结束后,全部可燃毒物组件从堆芯中取出,第二燃料循环时要用同样数量的阻流塞组件替代可燃毒物组件。

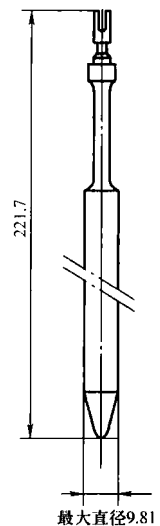


图 2.2-24 阻流塞棒

(3) 中子源组件。堆芯装有两种中子源,一次(初级)中子源和二次(次级)中子源。一次中子源用于反应堆第一个燃料循环初始启动,必须有足够的源强度,以便把反应堆临界前极低的中子注量率提高到足够高的水平,使核测量仪器处于较高灵敏度的量程范围,保证反应堆启动安全。二次中子源初装入堆芯时不释放中子,是在反应堆运行时被活化而产生中子。在燃料运行寿期内,靠二次中子源来再次启动反应堆。

含有一次中子源棒的相关组件称为一次中子源组件,只含有二次中子源棒的相关组件称为二次中子源组件。600MW 核电厂一次中子源组件的组成为1根一次中子源棒、1根二次中子源棒、16根可燃毒物棒和6根阻流塞棒;二次中子源组件含有4根二次中子源棒和20根阻流塞棒。

一次中子源棒由上、下端塞,包壳管,上、下定位隔块以及装中子源的小容器组成,见图2.2-25。上、下端塞与包壳管焊接,将定位隔块和源容器封装到包壳管内,内装钢源的源容器位于上、下定位隔块之间。上、下端塞的形状和功能与可燃毒物棒的相同。

二次中子源棒由上、下端塞将二次源芯块封焊到包壳管内组成,见图2.2-26。上、下端塞形状和功能与可燃毒物棒相同。为避免包壳管坍塌,二次中子源棒内预充一定压力的

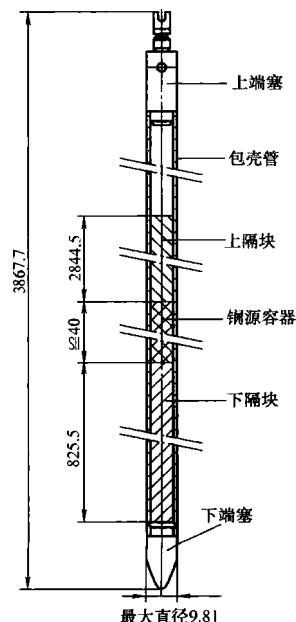


图 2.2-25 一次中子源棒

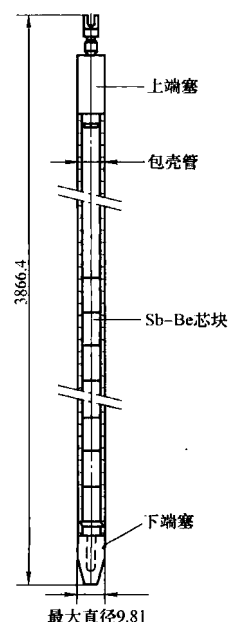


图 2.2-26 二次中子源棒

氦气。

核电站第一个燃料循环结束换料时，取出一次中子源组件，二次中子源组件则留在堆芯进入下一燃料循环。

2.2.2.3 设计参数

可燃毒物组件、阻流塞组件、中子源组件设计参数分别见表 2.2-14~表 2.2-16。

表 2.2-14 可燃毒物组件设计参数

参 数	数 值
含 12 根可燃毒物棒的可燃毒物组件质量(kg)	13.9
含 16 根可燃毒物棒的可燃毒物组件质量(kg)	16.7
压紧组件高度(mm)	111.4
可燃毒物棒长度(mm)	3868
包壳管外径(mm)	9.7
包壳管壁厚(mm)	0.47
硼硅玻璃管长度(mm)	3720

表 2.2-15 阻流塞组件设计参数

参 数	数 值
阻流塞组件质量(kg)	5.6
阻流塞棒长度(mm)	221.7
阻流塞棒直径(mm)	9.81(最大)

表 2.2-16 中子源组件主要设计参数

参 数	数 值
一次中子源组件质量(kg)	21
二次中子源组件质量(kg)	14.5
一次中子源棒长度(mm)	3867.7
二次中子源棒长度(mm)	3866
一个一次中子源源强(n/s)	8×10^8
一根二次中子源棒内铋-铍芯块质量(g)	550~600
二次中子源棒内填充气体压力(表压)(MPa)	4.5

2.2.2.4 材料

可燃毒物组件、中子源组件及相关组件的材料和性能分别见表 2.2-17~表 2.2-19。

表 2.2-17 可燃毒物组件材料

零件名称	材 料
压紧杆及其导向销钉	AISI 304
导向筒	AISI 304
连接板	AISI 304
螺母及其固定销	AISI 304
弹簧	因科镍-718
包壳管	AISI 304
端塞	AISI 308
可燃毒物	硼硅玻璃
内衬管	AISI 304

表 2.2-18 中子源组件材料

零件名称	材 料
包壳管	AISI 304
端塞	AISI 308
定位隔块	Al ₂ O ₃ 芯块
一次中子源	²⁵² Cf(钢)
二次中子源	Sr-Be 芯块
二次中子源棒填充气体	氦

表 2.2-19 相关组件主要材料性能

材 料	硼硅玻璃	铋-铍	氧化铝
热膨胀系数(℃ ⁻¹)	3.1×10^{-6} (min)	11.2×10^{-6} (max)	7.9×10^{-6}
导热系数[W/(℃·m)]	1.49	187.2	6.3(min)
可接受的最高温度(℃)	811(软化)	600(熔点)	1818(熔点)
辐照引起肿胀	无	无	寿期末<3%体积

2.2.2.5 设计验证

相关组件设计验证主要内容有：

- (1) 压紧组件压紧力。
- (2) 压紧组件机械强度。
- (3) 压紧组件与燃料组件在堆内尺寸相容性。
- (4) 各类棒与连接板连接预紧力及其完整性。
- (5) 可燃毒物棒机械完整性。
- (6) 外压作用下可燃毒物棒包壳稳定性。
- (7) 可燃毒物棒运行温度。
- (8) 一、二次中子源棒设计验证。

3 堆芯核设计

堆芯核设计是压水堆核电厂建设的基础。首先，它根据核电厂业主要求确定堆芯功率和堆芯燃料循环长度，同时根据核安全法规确定设计基准和堆芯特性参数。然后应用成熟的设计模型和计算程序，开展燃料管理设计。在确认卸料燃耗深度的基础上完成首循环堆芯装载设计、过渡循环和平衡循环堆芯装载方案设计。只有通过上述工作才能为详细的堆芯核设计奠定工程设计的基础，其设计的可靠性要通过堆芯物理试验和测量来进一步确认。至于核电厂堆芯的实际换料设计，则要根据堆芯换料通知书和相关的设计依据和准则要求来确定后续各循环的堆芯燃料装载方案。本文宏观介绍了核电厂堆芯核设计的全貌，其中所提供的秦山第二核电厂和大亚湾核电厂的相关计算结果仅供参考。

3.1 设计要求

3.1.1 目的

堆芯核设计的任务和目的是针对一个给定的反应堆机械设计，确定首循环堆芯和换料堆芯燃料组件的数目、富集度和分区装载方式，确定可燃毒物和棒束控制组件的类型和布置，以满足核电厂用户的能量需求，提高核燃料利用的经济性，保证核电厂运行的安全性。

3.1.2 设计阶段及目标

按设计的深度和广度，一般将堆芯核设计划分为方案设计、初步设计和施工设计三个阶段。

3.1.2.1 方案设计阶段

通过多方案计算比较，找出较佳的初始堆芯燃料组件装载数目、分区燃料富集度、可燃毒物和控制棒组件的布置和初步燃料管理方式，给出循环长度和堆芯功率分布、停堆裕量和慢化剂温度系数的初步估算值，并对系统主参数进行确认。完成形式是提交《可行性论证报告》以及《初步燃料管理报告》。

3.1.2.2 初步设计阶段

在已批准的《可行性论证报告》和《初步燃料管理报告》的基础上，完善首循环堆芯设计，确定燃料富集度及分区，优化堆芯燃料管理，同时进行堆芯燃耗计算和反应性系数计算，完成功率能力分析，给出中子动力学参数与启动中

子源的设计,并为其提供接口参数。完成形式是提交堆芯核设计报告。必要时,可通过部分试验研究来验证核设计的正确性。编写《初步安全分析报告》。

3. 施工设计阶段

在初步设计阶段堆芯装载方案的基础上,根据最终确定的主参数和输入参数,进行施工阶段的堆芯核设计。通过校核计算或替代计算以及专家评审,完成该阶段的《堆芯核设计报告》。同时,为事故分析提供接口参数,为编写《最终安全分析报告》打下基础,为设备订货提供理论依据。

3.1.3 设计输入与设计输出

堆芯核设计的输入接口数据主要是主系统总体性能参数,包括反应堆热功率、反应堆运行压力、冷却剂流量、堆芯冷却剂进出口温度及平均温度、换料循环周期、运行模式、负荷因子、平均线功率密度、电站设计寿命、燃料组件类型、数目及可燃毒物类型等。

堆芯核设计的输出数据主要是提供接口参数给相关专业,以便进行热工水力设计、反应堆结构设计、辐射屏蔽及源项、燃料组件设计、事故分析、仪表与控制设计等,这些参数中有堆芯功率分布及燃耗分布、反应性控制与反应性系数、功率能力分析数据、中子动力学参数及启动物理试验数据、堆内控制棒组件及可燃毒物的布置方式、中子注量率测量管和温度测量管的位置等。

3.2 设计基准

3.2.1 燃料燃耗

核设计的燃料燃耗设计基准是堆芯的燃料装载必须提供足够的过剩反应性,以保证堆芯寿期达到规定的循环长度,使分区卸料燃耗达到预期值,使堆芯在满功率运行条件下,平衡氙、钐和其他裂变产物存在的情况下整个循环寿期内均能维持堆芯临界。

最大组件卸料燃耗和燃料棒最大卸料燃耗必须满足燃料设计准则的要求。燃料燃耗是表示燃料消耗产生总能量输出的一种度量,并且是定量表示燃料辐照准则的一种方便的方式。

堆芯设计寿期或设计卸料燃耗是通过在每一燃料区设置足够的过剩反应性,以及在后续循环中执行换料程序,使每个循环运行的堆芯满足所有安全相关的准则。

循环寿期末的定义是当所要求必须的数量和高度的控制棒插入反应堆运行时,堆芯可溶硼浓度为零,即为寿期末。它相当于控制棒全提出堆芯时,堆芯内存在 10ppm 左右的可溶硼。

3.2.2 负反应性反馈

燃料温度系数应为负值。在功率运行条件下,慢化剂温度系数应为“非正值”。因此该基准提供了堆芯负反应性反馈特性。

在考虑反应性快速引入的补偿时,有两个主要的效应,即与燃料温度变化相关的共振吸收多普勒效应(Doppler)和由慢化剂密度变化引起的能谱效应。因温度变化产生的反应性变化用反应性温度系数表征。采用低富集度的燃料可以确保燃料的反应性温度系数为负值,从而为反应堆提供快速的反应性补偿。

堆芯慢化剂温度系数为负值,可为冷却剂平均温度或汽泡含量的变化提供了另外一种较慢的补偿效应。在正常的功率运行时只允许反应堆处于总的慢化剂温度系数为负值的范围内。为了防止在功率运行状态下慢化剂温度系数为正值,必须限制功率运行状态下的临界硼浓度。对于第一循环堆芯

还要加入一定数量的可燃毒物棒,降低功率运行状态下的临界硼浓度。

3.2.3 功率分布控制

在置信度至少为 95% 的条件下,功率分布控制必须满足如下条件:

(1) 在正常运行工况下燃料棒线功率密度不大于失水事故 LOCA 限值。其中包括 2% 的测量误差,但不包括燃料芯块密实化对功率峰因子的影响。

(2) 在非正常工况下(包括最大超功率工况),最大的峰值功率不致引起燃料芯块熔化。

(3) 在工况 I 和 II (包括最大超功率工况),堆芯功率分布不得导致在燃料棒表面发生偏离泡核沸腾(DNB)现象。

(4) 燃料管理设计应该使燃料棒产生的功率和燃耗与燃料棒机械完整性分析所采用的假设相一致。

采用经过验证的方法完成影响燃料设计限值的极限功率分布计算,并经常要用反应堆测量加以验证。假设出现极限功率分布工况时按照允许的运行状态保守地加以选择。

即使测量和计算的峰值功率符合良好,但在计算局部峰值功率时仍需留有不确定性裕度。这一裕度用于正常运行状态和预计瞬态的分析。

3.2.4 最大可控反应性引入速率

必须限制由棒束控制组件的提升或可溶硼稀释引起的最大反应性引入速率。在控制棒组事故提升情况下,最大的反应性变化速率是燃料棒的峰值释热率不得超过超功率工况下的最大允许值,以及偏离泡核沸腾比(DNBR)大于超功率工况下的最低允许值。

限制控制组件的最大反应性价值和控制组件引入的最大反应性变化速率,是为了防止在发生提棒或弹棒事故时,冷却剂压力边界破坏或堆内构件的损坏而丧失堆芯冷却能力。

对于诸如弹棒或主蒸汽管断裂等任何工况的 IV 事件,反应堆应能处于停堆状态,并且堆芯能够维持可接受传热的几何形状。

由一组或几组控制棒事故提升引入的反应性速率受到控制组件的最大提升速度与价值的限制。控制组件最大提升速度是在两组控制棒事故提升时,最大反应性变化率应低于其限值;在正常功率运行和正常控制组件重叠提升时,最大的反应性变化速率要低于最大的可控反应性变化速率的设计值。

反应性变化速率限制是在不利的轴向功率分布和氙分布的假设条件下作出的保守计算。最大的氙燃耗速率要远远低于正常运行时最大反应性引入速率。

3.2.5 停堆裕量

反应堆无论在功率运行状态或停堆状态下都要求有适当的停堆裕量或堆芯的次临界度。在涉及反应堆事故停堆的所有分析中,都要假定一束价值最大的控制棒处于全提出堆芯的位置(卡棒准则)。

核电厂必须设置两套独立的反应性控制系统,即控制棒系统和可溶硼系统。控制棒系统用于补偿从满负荷到零负荷范围内功率变化引起燃料和水温度变化的反应性效应。在工况 I 下,控制棒系统提供最小的停堆裕量,当一束最高价值控制棒被卡在堆芯外时,仍能使堆芯迅速降到次临界状态。硼系统用于补偿氙及燃耗变化引起的反应性变化并维持反应堆在冷停堆状态。由机械的和化学补偿的控制系统提供了备用的与应急的停堆措施。

当燃料组件已放入反应堆压力容器内而顶盖尚未就位

时,要通过插入控制棒和充硼溶液使堆芯 k_{eff} 不超过 0.95。此外,即使所有的控制棒束提出堆芯,反应堆仍能有足够的次临界度 (k_{eff} 不超过 0.99)。

在充纯水的乏燃料储存架和运输情况下, k_{eff} 不得超过 0.95, 换料操作虽没有明确规定,但是,对于有控制并连续监测的换料操作,留 5% 的裕量是合适的,这与乏燃料储存和运输的要求是一致的。需确定的是:为了满足换料停堆裕量所必需的最小硼浓度值,并验证这一停堆准则是否得到满足(包括不确定性)。

3.2.6 稳定性

反应堆在基本负荷模式下运行,堆芯对于功率振荡应具有固有的稳定性。在功率输出不变的情况下,如果堆芯发生空间功率振荡,应能可靠而又容易地测出并加以抑制。

无论何种原因引起的堆芯总功率输出的振荡,都能由回路温度传感器和核测仪表测出。如果功率增加幅度不可接受,为了确保燃料的设计限值不被超过,应由保护系统保护堆芯,实施紧急停堆。由于汽轮机、蒸汽发生器、堆芯和反应堆控制系统具有稳定特性,使堆芯总功率振荡通常是不可能发生的。保护通道的多重性保证了超过设计功率水平的可能性极小。

堆芯核设计应使出现的径向和方位角的氙致振荡是自阻尼的,且无需操纵员动作或控制动作专门加以抑制。防止径向功率振荡的稳定性很高,以致激发这种振荡几乎是不可能的。收敛的方位角振荡因单束控制棒的非正常的允许运动而激发,这种振荡很容易利用堆外中子注量率测量仪监测并予以报警。利用堆内热电偶和回路温度测量仪表可以连续监测指示,可移动的堆内探测器也能提供更详细的信息。在所有现有设计的堆芯中,仅靠设计堆芯的负反应性反馈特性,就可使水平方向的氙致振荡自阻尼。

然而轴向的氙空间功率振荡是可能发生的。控制棒和堆外测量仪器可以分别用来控制和监督轴向功率分布。利用测量轴向功率偏差作为输入,通过反应堆超功率 ΔT 和超温 ΔT 停堆保护功能,可确保燃料的设计限值不被超过。

3.3 设计模型和计算机程序

3.3.1 堆芯燃料管理 INCORE 程序包简介

通常,在反应堆核设计中,可以将中子的能量和空间变量分离,从而可以将堆物理计算分成多群栅格计算和少群堆芯计算两部分。第一部分是各类典型栅元的计算,用多群输运方法求解栅元各区的中子能谱,并用此谱加权平均多群微观截面得到栅元均匀化的少群宏观截面,供堆芯程序使用。第二部分是堆芯核计算,其计算模型是输运方程的扩散近似,中子能群一般为两群,从几何上分为一维、二维和三维计算模型,计算方法上都是用有限差分方法求解其扩散方程。一维和二维程序在几何上可将求解区域划为精细网格。一维程序可反映出轴向定位格架的分布,二维程序可以以一个燃料棒栅元为一个网格,而三维程序受计算机速度和容量的限制,一般选取较粗的网格(一个组件径向可以分为 2×2 或 3×3 网格,轴向分成 10 多个网格)。

大亚湾核电厂和秦山第二核电厂施工设计所使用堆芯核设计程序是从法通公司引进的 INCORE 程序包。在 INCORE 程序包中,栅元计算程序是 ARMEL 和 ARAMIS,前者用于燃料棒栅元参数计算,后者用于强吸收体栅元参数计算,堆芯计算程序是 ESPADON (1D)、NARVAL (2D) 和 TRISTAN (3D)。COSTAR 是三维综合法程序,可用于反应堆功率能力研究。该程序包包含了大量核电厂工程实测

数据的反馈。该程序包用于秦山第二核电厂堆芯核设计和堆芯换料设计以及大亚湾核电站堆芯换料设计。结果表明,它能很好地模拟和预示反应堆的物理特性。表 2.2-20~表 2.2-22 给出了大亚湾核电厂临界硼浓度、控制棒价值和等温温度系数的测量值与计算值。表 2.2-23~表 2.2-28 给出了秦山第二核电厂启动调试期间临界硼浓度、控制棒价值、等温温度系数、硼微分价值和堆芯功率分布的测量值与计算值。

表 2.2-20 大亚湾核电厂临界硼浓度的
计算值与测量值
(热态零功率,寿期初)

机组号及 循环数	控制棒位置	测量值 (mg/L)	计算值 (mg/L)
一号机组 第四循环	所有棒全提时	1449	1438
	R 棒全插时	1335.5	1317
	功率棒零功率棒位时	1246	1245
二号机组 第四循环	所有棒全提时	1594	1577
	R 棒全插时	1473	1457
	功率棒零功率棒位时	1408	1397
一号机组 第五循环	所有棒全提时	1641	1630
	R 棒全插时	1527	1513
	功率棒零功率棒位时	1464	1455
二号机组 第五循环	所有棒全提时	1620.4	1607
	R 棒全插时	1507.5	1493
	功率棒零功率棒位时	1435	1429
一号机组 第六循环	所有棒全提时	1659	1644
二号机组 第六循环	所有棒全提时	1715.2	1698

表 2.2-21 大亚湾核电厂控制棒价值的测量值与计算值
(热态零功率,寿期初)

控制棒 棒组	一号机组 第四循环		一号机组 第五循环		一号机组 第六循环	
	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)
R	1102.1	1091	1008	1043	914.2	974
G1	350	333	391	381	270	299
G2	643	625	501	485	663	667
N1	663.3	639	906	898	878	937
N2	714	753	679	694	564	590
SA	501	506	551	542	535	565
SB	1245.4	1263	986	1049	872	915
SC	477	476	462	466	524	574
控制棒 棒组	二号机组 第四循环		二号机组 第五循环		二号机组 第六循环	
	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)	测量值 (pcm)	计算值 (pcm)
R	1033.5	1071	999.9	1018	997.2	1003
G1	337	325	371.1	354	299.5	282
G2	599	584	523.5	514	762.4	723
N1	807	805	864.6	874	1074.6	1064
N2	716.5	732	764.8	758	486.9	495
SA	501	496	527.5	534	512.2	518
SB	931	986	1011.9	1035	768.4	804
SC	466	464	623.6	637	637.6	661

表 2.2-22 大亚湾核电厂等温温度系数测量
值与计算值 (热态零功率, 寿期初)

机组号及 循环数	控制棒位置	测量值 (pcm/°C)	计算值 (pcm/°C)
一号机组 第四循环	所有棒全提时	-5.15	-6.17
	R 棒全插时	-10.04	-11.66
	功率棒零功率棒位时	-14.81	-18.16
二号机组 第四循环	所有棒全提时	-1.14	-2.53
	R 棒全插时	-6.59	-8.76
	功率棒零功率棒位时	-10.2	-13.99
一号机组 第五循环	所有棒全提时	-0.58	-1.29
	R 棒全插时	-6.37	-7.59
	功率棒零功率棒位时	-7.04	-11.37
二号机组 第五循环	所有棒全提时	-1.436	-2.82
	R 棒全插时	-5.992	-7.98
	功率棒零功率棒位时	-9.16	-14.37
一号机组 第六循环	所有棒全提时	-1.36	-1.60
二号机组 第六循环	所有棒全提时	1.77	0.23

表 2.2-23 秦山第二核电厂各种棒组插入状态
时的堆芯临界硼浓度的试验值与理论值
(热态零功率, 寿期初、无氙毒)

棒组状态	理论值 (mg/L)	试验值 (mg/L)	误差 (mg/L)	验收准则 (mg/L)
全提棒	1303	1294.0	-9.0	± 50.0
D 棒组插入	1212	1207.6	-4.4	-9.0 ± 21.6
D、C 棒组插入	1099	1088.5	-10.5	-4.4 ± 22.8
D、C、B 棒组插入	961	961.4	0.4	-10.5 ± 24.1
D、C、B、A 棒组 插入	670	664.0	-6.0	0.4 ± 7.2
零功率插入限	1175	1162.6	-12.4	-6.0 ± 25.1
最小停堆硼浓度	646	642.3	-3.7	± 100.0

注 表中的最小停堆硼浓度是指热态零功率, 寿期初、无氙毒工况下, 各种棒组 D、C、B、A、S 全插入且卡最大价值棒束 J07 时, 要求反应堆停堆次临界度必须至少大于 1000pcm ($k_{eff}=0.99$) 所必需的最小硼浓度。

表 2.2-24 秦山第二核电厂各种棒组插入状态且堆芯处于临界时等温温度系数的实测值和理论值
(热态零功率, 寿期初、无氙毒)

棒组状态	试验过程	实测值 (pcm/°C)	平均值 (pcm/°C)	理论值 (pcm/°C)	误差 (pcm/°C)	验收准则 (pcm/°C)
全提棒	290.8→288.8	-1.634	-1.98	-2.95	0.97	± 5.4
	288.8→290.8	-1.558				
	290.8→292.7	-2.188				
	292.5→290.8	-2.527				
D 棒组插入	290.8→288.8	-6.714	-6.29	-6.34	0.05	± 5.4
	288.8→290.8	-5.874				
	290.8→292.3	-6.155				
	292.1→290.7	-6.389				
D、C 棒组插入	290.6→288.6	-13.15	-13.84	-12.49	-1.35	± 5.4
	288.8→290.8	-13.42				
	290.8→292.8	-13.67				
	292.3→290.8	-15.12				
D、C、B 棒组插入	288.8→290.7	-26.41	-27.38	-29.14	1.76	± 5.4
	290.4→288.5	-27.47				
	290.6→292.6	-27.73				
	292.0→290.6	-27.89				
D、C、B、A 棒组插入	290.8→288.8	-33.83	-34.53	-34.25	-0.28	± 5.4
	288.8→290.8	-34.59				
	290.8→292.7	-35.94				
	292.7→290.8	-33.75				

表 2.2-25 秦山第二核电厂各种棒组插入状态时各控制棒组 (束) 价值的试验值与理论值
(热态零功率, 寿期初、无氙毒)

棒组状态	理论值 (pcm)	试验值 (pcm)	误差 (pcm)	相对误差 (%)	验收准则 (%)
D (全提棒)	960	992.6	32.6	3.40	± 10
C (D 棒组插入)	1208	1271.6	63.6	5.26	± 10
B (D、C 棒组插入)	1424	1437.5	13.5	0.95	± 10
A (D、C、B 棒组插入)	3116	3255.5	139.5	4.48	± 10
D、C、B、A 棒组插入	6693	6862.2	169.2	2.53	± 10
S (D、C、B、A 棒组 插入且卡 J07 棒束)	1806.7	1951.4	144.7	8.01	± 10
L07 (零功率插入限)	475	487.9	12.9	2.72	± 10 ①

① 调节棒组处于零功率插入极限时, 最大价值的一束控制棒“弹棒”试验 [弹棒棒束为 L07 (D 棒组)] 结果满足如下安全准则: $487.9 \times 1.04 < 575\text{pcm}$ 。

表 2.2-26

秦山第二核电厂各种棒组插入状态时的硼微分价值的试验值与理论值
(热态零功率, 寿期初、无氙毒)

棒组状态	理论值 (pcm/ppm)	试验值 (pcm/ppm)	误差 (pcm/ppm)	验收准则 (pcm/ppm)
D (全提棒)	-10.66	-11.14	-0.48	±1
C (D棒组插入)	-10.70	-10.22	0.48	±1
B (D、C棒组插入)	-10.33	-10.89	-0.56	±1
A (D、C、B棒组插入)	-10.74	-10.90	-0.16	±1
D、C、B、A棒组插入	-10.57	-11.0	-0.43	±1

表 2.2-27

秦山第二核电厂热态零功率, 寿期初、无氙毒工况下堆芯功率
分布测量结果 (设计准则验证)

通量图号	最大组件功率相对偏差		核焓升因子 $F_{\Delta H}^N$
	若组件相对功率 ≥ 0.9 , 则组件功率相对偏差应 $<10\%$	若组件相对功率 <0.9 , 则组件功率相对偏差应 $<15\%$	设计预计值 $\times(1-8\%)<$ 测量值 $<$ 设计预计值 $\times(1+8\%)$
8号通量图	6.0%(G1 组件)	6.8%(H1 组件)	$1.401 \times (1-8\%) < 1.4537 < 1.401 \times (1+8\%)$
1号通量图	6.1%(G12 组件)	6.4%(F13 组件)	$1.525 \times (1-8\%) < 1.5719 < 1.525 \times (1+8\%)$
3号通量图	7.3%(H6 组件)	10.1%(D12 组件)	$1.471 \times (1-8\%) < 1.5498 < 1.471 \times (1+8\%)$
6号通量图(弹棒前)	9.9%(C6 组件)	10.4%(B5 组件)	$1.505 \times (1-8\%) < 1.5429 < 1.505 \times (1+8\%)$
5号通量图(弹棒后)	6.5%(M6 组件)	12.7%(B5 组件)	$2.960 \times (1-8\%) < 3.0439 < 2.960 \times (1+8\%)$

表 2.2-28

秦山第二核电厂热态零功率, 寿期初、无氙毒工况下堆芯功率
分布测量结果 (安全准则验证)

通量图号	核焓升因子 $F_{\Delta H}^N$	热点因子 F_q	径向功率峰因子 F_{xy}
	$F_{\Delta H}^N \times 1.04 < 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - P_r)]$	$F_q \times 1.08 < F_q^{LOCA} / P_r$	$F_{xy} < F_{xy}^L \times [1 + 0.1 \times (1 - P_r)] \times 1.04$
8号通量图	$1.4537 \times 1.04 < 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - 0.004)]$	$2.2396 \times 1.08 < 2.35 / 0.004$	$1.5339 < 1.345 \times [1 + 0.1 \times (1 - 0.004)] \times 1.04$
1号通量图	$1.5719 \times 1.04 < 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - 0.003)]$	$2.3614 \times 1.08 < 2.35 / 0.003$	—
3号通量图	$1.5498 \times 1.04 < 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - 0.003)]$	$2.3253 \times 1.08 < 2.35 / 0.003$	—
6号通量图(弹棒前)	$1.5429 \times 1.04 < 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - 0.01)]$	$2.9685 \times 1.08 < 2.35 / 0.01$	—
5号通量图(弹棒后)	—	$4.9506 \times 1.114^{\text{①}} < 8.1$	—

注 表中 F_q^{LOCA} 表示失水事故 (LOCA) 热点因子限值, 对于秦山第二核电厂, $F_q^{LOCA} = 2.35$ 。 P_r 表示反应堆功率水平。 F_{xy}^L 表示径向功率峰因子 F_{xy} 在满功率下的理论计算预计值。

① 弹棒后热点因子 F_q 测量的不准确度增大为 1.114。

3.3.2 堆芯燃料管理 SCIENCE 程序包

目前, 已广泛采用 FRAMATOME 先进的 SCIENCE 程序包进行堆芯核设计。该程序包主要由 CELTE、APOLLO2-F、SMART、ESPADON 和 SQUALE 程序组成。

3.3.2.1 燃料温度(多卜勒温度)计算 CELTE 程序

燃料棒内温度的径向变化, 取决于芯块的发热率, 芯块、包壳及其间隙的材料热导率以及冷却剂的温度。

在核设计多卜勒计算中采用的燃料温度是用简化的燃料棒设计模型得到的。在该模型中考虑了下列因素的影响: 芯块热导率、膨胀系数和发热率的径向变化, 包壳的弹性变形以及间隙热导。而间隙热导取决于初始充气间隙、热态胀开间隙尺寸和芯块与包壳相接触(闭合间隙)的面积所占的份额。对假定闭合间隙的份额要作经验上的调整, 以便得到与寿期初反应性测量数据有良好的符合。

随着燃耗加深, 间隙进一步闭合, 同时考虑到随燃耗加深多卜勒亏损的减少。这种考虑在运行核电站中已经观测到了。

芯块中径向功率分布与燃耗的关系是用输运计算求

得的。

对于共振吸收的 ^{238}U 的有效温度是采用与径向有关的权重函数从径向温度分布中求得的。权重函数是在几种稳态和瞬态温度分布情况下由逃脱共振几率的蒙特卡罗计算确定的。在每种情况下, 确定了平坦的芯块温度从而得到与实际分布相同的逃脱共振几率。权重函数是从这些结果中由经验加以确定。

对于共振吸收的 ^{240}Pu 的有效温度是由 ^{240}Pu 密度的径向分布与径向权重函数之积来确定的。求得温度随燃耗变化。 ^{238}U 和 ^{240}Pu 的温度差对反应性效应影响是很小的。

对于尺寸上有变化的芯块, 其有效温度值等于根据温度模型按同样外(半)径的新芯块求得的, 对尺寸有变化的包壳, 其有效温度是其平均值。

3.3.2.2 多群参数库计算 APOLLO2-F 程序

中子两群的微观截面直接从 APOLLO2-F 程序产生的参数库中获得。

这些截面结合由渐进计算得出的同位素密度, 用作宏观截面的中子通量密度计算。微观截面保存在多群参数库中,

其中堆芯内插计算取决于局部节块栅元条件。为截面相关性选择了一组7个参数：燃料、硼浓度、氘原子数量密度、慢化剂比体积、有效燃料温度、谱历史参数和控制棒现有参数。

APOLLO2-F是组件计算程序，它针对一个组件求解99群输运方程，并为SMART堆芯计算程序提供均匀化的两群截面。应用基于碰撞几率法的离散积分方程求解输运方程。重新分群的多栅元计算和6群均匀化计算的耦合能在计算精度和成本之间取得最佳均衡结果。这种耦合由程序中的输运/扩散等效函数提供。可以对具有不同边界条件和对称性的各种几何(1/8组件, 1/4组件)进行组件计算。一种先进的自屏模型用于截面计算，以正确地考虑共振。通过临界速率搜索进行中子通量密度计算。APOLLO2-F中包含燃料的燃料计算模块。

反射层常数(径向或轴向的)由一维APOLLO2-F启动程序的 S_n 选择项(离散化坐标法)计算得到。

3.3.2.3 空间少群扩散计算 SMART 和 ESPADON 程序

空间少群扩散计算主要是用SMART程序的两群三维扩散计算，以及用ESPADON程序的两群一维轴向扩散计算完成。

SMART程序用三维节块均匀化几何的两群扩散方程式求解。

SMART程序三维计算(一个网格对应1/4组件)用来确定临界硼浓度和功率分布。

通过对均匀化计算的非均匀化过程得到棒间的精细结果。SMART重建方法使用储存在多群参数库中的组件计算结果。

在SMART计算过程中，可能重建下列3种信息：①棒间的功率分布；②棒间的燃料分布；③仪表管中的活性分布。

对整个组件或1/4组件中棒间的功率或燃料进行重建，对每个节块栅元进行两维(Z向平均)重建，只要节块栅元轴向尺寸不太大或没有轴向不均匀性，重建就是可以接受的。

SMART进行燃料主要同位素的微观燃料计算。为了完成这个计算，燃料模型应用局部微观截面(每个节块栅元的平均值)、核裂变数据和节块栅元中的同位素密度。

SMART程序有一个闭式通道的热工水力模型，它由柱状节块栅元形成热工水力通道模型。

反馈计算需要知道慢化剂的性质(硼浓度、水的密度和温度)和每个节块栅元中燃料温度与时间的变化关系。

在已知芯块的累积功率和包壳外表面温度时，热工模型给出燃料棒的温度。

SMART使用了按燃料棒热工模型和由热工水力模型计算出的作为限制条件的包壳表面温度，棒的热工工况被确定为每个节块栅元平均工况，描述平均工况的热工模型使用带有一个径向尺寸的圆柱形几何。用燃料棒的热工机械程序计算材料特性(包壳和芯块)和芯块包壳间隙。按APOLLO2-F进行的精细输运计算得其规律，按规律将计算所要求的芯块功率分布列表表示为燃料和富集度的函数。SMART热工模型能描述圆柱或环状型芯块的燃料棒。

ESPADON是一维两群扩散燃料稳态程序。它能处理轴向几何100个网点。它包括水温、多卜勒、氘和钐所有非线性反馈效应的处理。控制棒用加到每个网格的毒物来模拟。对有控制棒部分插入的网格，用考虑了该网格内精细中子通量密度分布的权重来处理。

ESPADON能对任何参数(如硼浓度、棒位以及功率水

平等)作临界搜索，也可以在给定的轴向偏移下搜索任何参数，以及作耦合的临界轴向偏移搜索，包括对硼稀释能力的控制。

这个程序综合了大量的自动化了的计算过程，如微分和积分棒价值，插入极限，“蝇迹点”(flyspeck)产生，在不同运行模式和运行策略下具有常轴向偏移控制的负荷跟踪，非正常工况和操纵员差错的模拟等。

根据与测量数据的比较，估计出目前分析方法的准确度如下：①对多卜勒亏损，为 $\pm 100\text{pcm}$ ；②对慢化剂系数，为 $\pm 3.6\text{pcm}/^\circ\text{C}$ ；③对临界硼浓度，为 $\pm 100\text{ppm}$ ；④对堆芯功率分布，为 $\pm 5\%$ ；⑤对棒组价值，为 $\pm 10\%$ ；⑥对硼微分价值，为 $\pm 10\%$ 。

3.3.2.4 堆芯测量三维功率分布再构造所用 SQUALE 程序

SQUALE程序用于堆芯测量数据处理及其三维功率分布再构造。它由4个功能处理程序组成：①读/译电厂计算机(KIT)形成的堆芯原始测量数据文件；分析及预处理原始测量数据；形成堆芯测量数据库(包括堆芯通量图得到的各测量管活性数据和表示堆芯状态特征的相关参数)。②堆芯通量图得到的各测量管活性数据与其理论计算值的比较；进行探测装料和(或)组件装配异常现象所作的堆芯对称性鉴定。③使用堆芯测量数据库和堆芯理论计算数据库，运用堆芯测量数据的扩展计算方法，可由堆芯少数测点活性数据和理论计算的堆芯功率分布和活性数据，扩展计算出全堆三维功率分布及其表征堆芯功率分布特性的峰值因子(热通道因子、熔升因子、轴向偏移、功率象限倾斜)等。通过热通道峰因子估算而得到关于堆芯安全准则的裕量评估；并为堆外仪表系统(RPN)的刻度提供堆芯内的测量数据。④通过使用程序再构造生成的堆芯测量三维功率分布，对堆芯循环期间堆芯三维燃料分布进行跟踪。燃料积分在前后两张通量图之间完成，并假设在这两张通量图之间的时间间隔内堆芯功率分布不变。程序可模拟一个燃料循环寿期。在寿期末燃料积分之后，程序能够根据从测量得到的堆芯燃料分布来调整SMART三维理论模型的堆芯燃料分布。

3.4 堆芯燃料管理

3.4.1 燃料管理的内容和方法

燃料管理的内容是指在反应堆设计、核电厂反应堆换料设计中所必须完成的初步预示性燃料管理工作。它基本上包括如下三方面工作。

3.4.1.1 核电厂燃料管理规划

核电厂从电力需求和经济分析两方面考虑，必须制订核电厂的燃料管理规划。根据电力的需求，规划好运行和停堆换料的周期。从经济性方面考虑，在确保安全的前提下，加深燃料燃烧，提高燃料利用率，降低发电成本。因此，从该目的出发，核电厂也必须进行预示性燃料管理规划分析工作。

3.4.1.2 反应堆堆芯设计

在新核电厂反应堆设计中，堆芯核设计、热工水力设计及相关的安全分析均属于燃料管理的内容。它必须在满足总体参数要求和设计准则前提下设计反应堆堆芯，并给出反应堆临界燃料特性、堆芯功率能力、反应堆控制特性和反应性系数，以及堆芯换料方式等，给出首循环、过渡循环和平衡循环堆芯装载方案及其堆芯特性，以此作为燃料设计、屏蔽及源项设计、热工水力设计及相关的安全分析的基础，并从经济性和安全性两方面来

预示反应堆燃料管理特性。

3.4.1.3 已运行核电厂反应堆后续循环堆芯换料设计

若核电厂反应堆正在第 $N-1$ 循环运行,核电厂必须提前委托承担方进行 N 循环和其后循环的燃料管理设计。当然 $N+1$ 循环和其后循环堆芯的燃料管理,设计只能是规划性质的。对 N 循环,由于必须在 N 循环装料日期(LD)前几个月提供该循环的燃料管理数据,而第 N 循环的计算分析要依赖于第 $N-1$ 循环运行末期的数据,因此在这种情况下提供的内容也只能是初步的预示性燃料管理研究。

燃料管理的方法包括核电厂燃料管理规划研究和燃料管理通用计算方法。

核电厂燃料管理规划研究需要确定多个循环的堆芯换料方案。首先是在反应堆装料数量、燃料富集度、换料方式和倒换料组件数量一定的情况下,确定各循环的长度;或者是在循环长度一定的情况下,确定堆芯燃料的装量、富集度,以及各循环换料燃料组件的数量和富集度。电力的需求计划是第一个要考虑的因素。许多核电厂要求在一定的负荷因子下有 12 个月或 18 个月的循环周期,并且在用电的淡季停堆换料;第二个是选用技术上可行的堆芯装料和换料方案,尽量采用成熟的倒换料方式;第三个是经济因素,要综合考虑换料燃料组件的数量、富集度和换料周期,使核电厂发电成本尽量降低。

无论是新建核电厂的反应堆堆芯设计,还是已运行核电厂的反应堆后续循环堆芯换料设计,所采用的燃料管理通用计算方法都是相似的。以使用 FRAMATOME 的 SCIENCE 程序包为例,设计计算要进行如下几方面工作:①在燃料管理规划研究的基础上初步确定堆芯的装载、选择燃料区、富集度及换料方式等。②由 CELTE 程序计算燃料组件中燃料芯块的温度和 ^{235}U 、 ^{240}Pu 的多卜勒温度。③用 APOLLO2-F 程序计算各种类型燃料组件(无可燃毒物燃料组件、有可燃毒物燃料组件、带控制棒燃料组件、反射层组件等)的能谱和截面,形成多参数表形式的核截面数据库,供堆芯程序调用。④用三维 SMART 程序进行预示性燃料管理计算,确定堆芯的装载方案设计。⑤初步确定的堆芯装载方案只有经过核设计中的堆芯功率能力、反应性控制、反应性系数计算分析及相关专业(如热工水力和安全分析等)的计算分析,认为满足设计依据和设计限值后才能最终确定。

堆芯装载方案设计所需考虑的因素如下:①满足燃料及换料合同中的核电厂反应堆各循环能量需求,其中包括对 N 循环的能量需求和以后循环的预计需求;②选择燃料组件 ^{235}U 富集度不能超过燃料组件生产储存和运输临界安全相关的限值(我国目前的限值为 4.5%);③满足燃料组件机械设计、堆芯核设计和热工水力设计(包括安全分析)的限值要求。

在燃料组件和可燃毒物类型已确定的情况下,堆芯装载方案设计要确定的内容如下:①新燃料组件 ^{235}U 的富集度;②可燃毒物参数的确定;③对首循环堆芯要确定具有不同富集度的燃料组件数;④对换料堆芯要确定装入堆芯的新燃料组件数和卸出堆芯相同数目的燃料组件数;⑤确定堆芯装载图,该图要给出:新燃料组件在堆芯的位置,已燃耗燃料组件的再定位,可燃毒物在堆芯和燃料组件中的布置。

3.4.2 首循环堆芯装载方案设计

对于首循环堆芯装载方案设计,无论是二环路或三环路压水堆核电厂,都有许多成熟的堆芯装载经验可供参考。其设计经验可以归纳如下:

(1)用低富集度燃料和国内已定型生产或国际上通用的压水堆 17×17 、 18×18 或 15×15 或 16×16 标准形式的燃

料组件。

(2)堆芯按燃料组件富集度不同分区装载。大多数反应堆分 3 区装载,3 区燃料组件数目大致相同。例如,对 121 个燃料组件组成的堆芯,3 区燃料组件数通常为 41、40 和 40 个。而对 157 个组件组成的堆芯,通常为 53、52 及 52 个。

(3)大多数压水堆核电厂首循环堆芯装载均采用高泄漏装载方式。即最高富集度的燃料组件布置在堆芯外区,较低富集度的两种燃料组件按棋盘格式或不完全棋盘格式排列布置在堆芯内区。

(4)通常在首循环堆芯中加入固体可燃毒物棒,其目的是确保首循环堆芯在有足够循环长度情况下,防止寿期初因堆芯临界硼浓度过高而慢化剂温度系数为正,同时也起到了适当地展平堆芯功率分布的作用。固体可燃毒物通常是可以插入燃料组件导向管内的含硼硅酸盐可燃毒物棒。可燃毒物棒的设计和在堆芯内的布置要注意如下几个问题:①应尽量采用成熟的设计技术和适当选择可燃毒物的含硼量。含硼量太少满足不了设计要求,太多则燃耗末期的剩余硼量对反应性损失太大;②要注意可燃毒物棒不能布置在控制棒插入的位置附近;③可燃毒物棒在燃料组件导向管中的布置应尽量满足 $1/8$ 对称,其数量是 4 的整数倍;④最低富集度的燃料组件应尽量不插入或少插入可燃毒物棒。

(5)通常考虑将大部分最低富集度燃料组件仅使用一个循环。

(6)控制棒的设计和在堆芯中的布置、数量必须满足反应性控制的要求。

图 2.2-27 所示为秦山第二核电厂首循环堆芯装载图;图 2.2-28 所示为秦山第二核电厂第一循环硼可燃毒物棒在燃料组件中的布置;图 2.2-29 所示为秦山第二核电厂堆芯控制棒布置;图 2.2-30 所示为秦山第二核电厂首循环堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化;图 2.2-31~图 2.2-33 所示为大亚湾核电厂首循环堆芯装载图、堆芯控制棒布置和堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化。

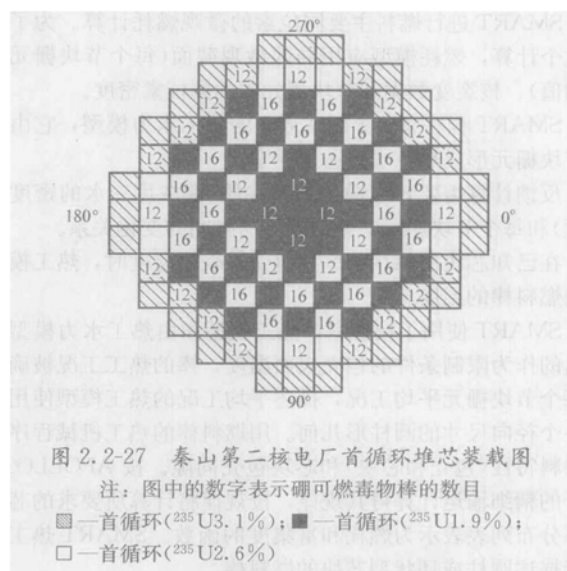


图 2.2-27 秦山第二核电厂首循环堆芯装载图

注: 图中的数字表示硼可燃毒物棒的数目

■—首循环(^{235}U 3.1%); ■—首循环(^{235}U 1.9%);
□—首循环(^{235}U 2.6%)

3.4.3 过渡循环和平衡循环堆芯装载方案设计

过渡循环堆芯是指反应堆从首循环堆芯装载到平衡循环堆芯装载所历经的若干换料堆芯装载的燃料循环。平衡循环堆芯是指根据所选择的堆芯燃料管理策略确定的反应堆最终达到的目标堆芯装载方案设计的燃料循环。

过渡循环和平衡循环堆芯装载方案设计分两类:

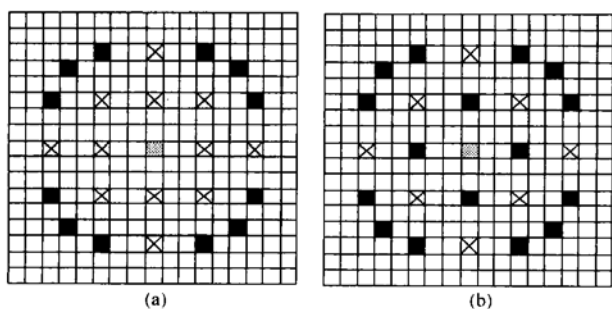


图 2.2-28 秦山第二核电厂第一循环硼可燃毒物棒在燃料组件中的两种布置

(a) 12 根硼可燃毒物棒; (b) 16 根硼可燃毒物棒
□ 燃料棒; X 导向管; ▨ 仪表管; ■ 硼可燃毒物棒

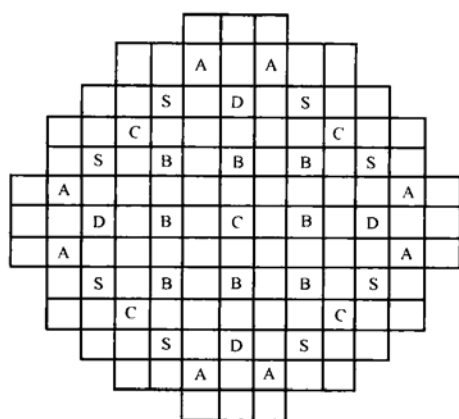


图 2.2-29 秦山第二核电厂堆芯控制棒布置
注 图中 D、C、B、A 为控制棒组, S 为停堆棒组。

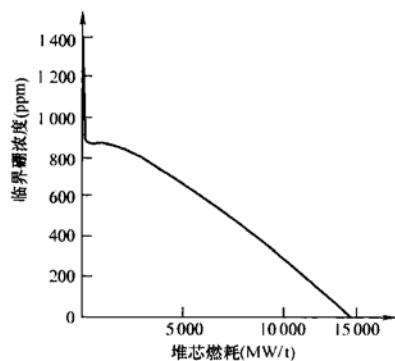


图 2.2-30 秦山第二核电厂首循环堆芯额定工况下
临界硼浓度随燃耗的变化

(1) 对于新建核电厂, 预示性换料堆芯装载方案设计给出首循环至平衡循环的设计结果, 该设计是核电厂堆芯核设计的一部分, 它所提供的计算结果主要用于燃料元件行为分析、屏蔽及源项设计、热工水力和事故分析、反应堆构件中子辐照行为分析和经济分析。

(2) 对于已运行核电厂, 当反应堆正在 $N-1$ 循环运行时, 业主委托设计部门进行第 N 循环装载方案设计, 所提供的堆芯装载方案直接用于核电厂堆芯换料, 该设计已经不属于预示性燃料管理的内容, 但该项工作所必须进行的 $N+1$ 和 $N+2$ 堆芯装载方案分析仍具有“预示性”性质。

在进行过渡循环和平衡循环堆芯装载方案设计时必须要注意如下问题:

(1) 换料方式的选择在很大程度上取决于所采用的燃料

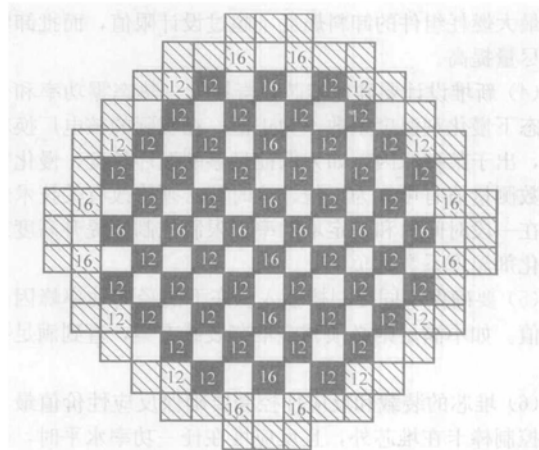


图 2.2-31 大亚湾核电厂首循环堆芯装载图
注: 图中的数字表示硼可燃毒物棒在组件中的数目。
■ 首循环(^{235}U 3.1%); ■ 首循环(^{235}U 2.4%);
□ 首循环(^{235}U 1.8%)

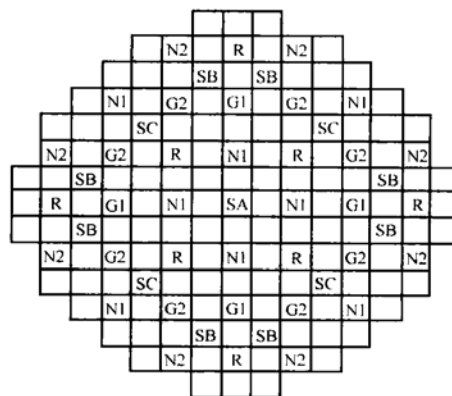


图 2.2-32 大亚湾核电厂首循环堆芯控制棒布置
注: 图中 G1(4)、G2(8)、N1(8)、N2(8)、R(8) 为控制棒组(组数), SA(1)、SB(8)、SC(4) 为停堆棒组(组数)。

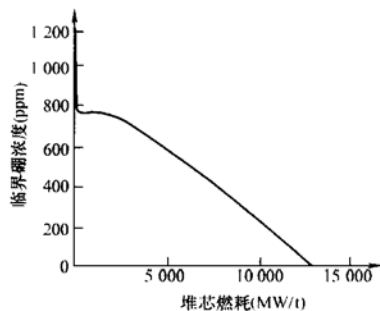


图 2.2-33 大亚湾核电厂首循环堆芯额定
工况下临界硼浓度随燃耗的变化

组件的性能。如采用 AFA 2G 燃料组件, 由于其燃耗限值较低, 原则上只能采用从外到内(OUT-IN)换料方式。若采用 AFA 3G 燃料组件, 则可以采用从内到外(IN-OUT)或混合型换料方式。

(2) 对 OUT-IN 换料方式, 首循环堆芯加入的可燃毒物棒, 换料时必须取出, 其后堆芯中没有必要再加入可燃毒物棒。

(3) 新燃料组件数量和 ^{235}U 富集度是密切相关的两个量, 在循环长度一定和满足安全限值条件下, 提高 ^{235}U 富集度可以减少新燃料组件数, 从而提高燃料利用率。要使堆

芯的最大燃料组件的卸料燃耗不超过设计限值，而批卸料燃耗应尽量提高。

(4) 新堆设计要确保堆芯在寿期初、热态零功率和全提棒状态下慢化剂温度系数不为正值。在实际的核电厂换料设计中，出于某种原因，如为保证足够的循环长度，慢化剂温度系数测量值有可能为正值，这时就必须修改有关技术规格书，在一段时间内和一定堆功率下限制控制棒提升高度来确保慢化剂温度系数为负值。

(5) 要确保不同控制棒插入状态下的径向功率峰因子低于限值。如不满足则必须调整堆芯装载方案，直到满足要求为止。

(6) 堆芯的装载和反应性控制要确保反应性价值最大的一束控制棒卡在堆芯外，且反应堆在任一功率水平时，仅用控制棒仍能实现热停堆，并有足够的停堆裕量，以确保在主蒸汽管道断裂或不可控硼稀释事故下的反应堆安全。

(7) 要适当降低外围燃料组件的功率，特别是距离反应堆压力容器壁直线距离最近的燃料组件，这样可以降低压力容器处的辐照中子通量密度。

(8) 对低泄漏长燃耗换料堆芯，还必须对可燃毒物在堆芯和燃料组件的布置及可燃毒物棒几何和成分进行优化设计。

表 2.2-29 所示为秦山第二核电厂堆芯燃料管理各批燃料组件数；表 2.2-30 所示为秦山第二核电厂各循环寿期初零功率全提棒慢化剂温度系数；表 2.2-31 所示为秦山第二核电厂堆芯燃料管理计算主要结果；表 2.2-32 所示为秦山第二核电厂各循环寿期末停堆裕量；表 2.2-33~表 2.2-35 所示为大亚湾核电厂堆芯燃料管理，计算主要结果各批燃料组件数和各循环寿期初零功率全提棒慢化剂温度系数。

表 2.2-29 秦山第二核电厂堆芯燃料管理各批燃料组件数

批次	²³⁵ U 富集度(%)	燃料组件数(组)					
		第一循环	第二循环	第三循环	第四循环	第五循环	第六循环
1	1.9	41	5	1	1		
2	2.6	40	40	8			
3	3.1	40	40	40	12		
4	3.25		36	36	36	13	
5	3.25			36	36	36	13
6	3.25				36	36	36
7	3.25					36	36
8	3.25						36

表 2.2-30 秦山第二核电厂各循环寿期初零功率全提棒慢化剂温度系数

循环堆芯	慢化剂温度系数(°C/pcm)
第一循环	-0.530
第二循环	-1.831
第三循环	-5.725
第四循环	-5.670
第五循环	-6.346
第六循环	-6.581

图 2.2-34 所示为秦山第二核电厂第二循环堆芯装载图；图 2.2-35 所示为秦山第二核电厂第二循环堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化；图 2.2-36 所示为秦山第二核电厂平衡循环堆芯装载图；图 2.2-37 所示为秦山第二核电厂平衡循环堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化；图 2.2-38~图 2.2-41 所示为大亚湾核电厂第二循环堆芯装载图、第二循环堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化、平衡循环堆芯装载图和平衡循环堆芯额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化。

表 2.2-31 秦山第二核电厂堆芯燃料管理计算主要结果

批次	²³⁵ U 富集度(%)	分区燃耗[MWd/t]						卸料燃耗(MW·d/t)	
		第一循环	第二循环	第三循环	第四循环	第五循环	第六循环	平均卸料燃耗	最大组件燃耗
1	1.9	14 504	8048	9299	9408			15 942	22 833
2	2.6	15 186	9592	8662				26 510	30 825
3	3.1	10 103	10 461	9703	9332			33 067	37 621
4	3.25		8172	10 704	10 501	9359		32 757	38 925
5	3.25			8432	11 126	10 167	9180	33 040	39 859
6	3.25				9073	10 812	10 033		
7	3.25					8892	10 739		
8	3.25						8831		
循环长度[MWd/tU] (EFPD)		13 275 (383)	9423 (272)	9551 (275)	10 137 (292)	9893 (285)	9794 (282)		
最大 $F_{\Delta H}$		1.373	1.396	1.341	1.296	1.298	1.297		

表 2.2-32 秦山第二核电厂各循环寿期末停堆裕量

分 类	反应性引入(pcm)					
	第一循环	第二循环	第三循环	第四循环	第五循环	第六循环
热态零功率时棒束控制组件价值						
热态零功率时 33 束控制棒组件价值	9420	8375	8124	8320	8268	8246
卡最大价值棒反应性	-1368	-1079	-1115	-1192	-1096	-1092
净价值	8052	7296	7009	7128	7172	7154
10%裕量	-805	-730	-701	-713	-717	-715
调节棒引入价值	-500	-500	-500	-500	-500	-500
32 束控制棒组件停堆负反应性(1)	6747	6066	5808	5915	5955	5939
从热态满功率到热态零功率的正反应性引入	956	939	931	932	931	930
多卜勒效应	1183	1302	1345	1359	1363	1366
慢化剂温度亏损	50	50	50	50	50	50
空泡效应	950	950	950	950	950	950
中子通量密度再分布效应						
总的正反应性引入(2)	3239	3341	3376	3391	3394	3396
停堆裕量(1)-(2)	3508	2725	2432	2524	2561	2543
要求的停堆裕量	2000					

表 2.2-33

大亚湾核电站堆芯燃料管理计算主要结果

批 次	²³⁵ U 富集度(%)	分区燃耗(MWd/t)					卸料燃耗(MWd/t)	
		第一循环	第二循环	第三循环	第四循环	第五循环	平均卸料燃耗	最大组件燃耗
1	1.8	13 618	8946	9121	8422		13 777	19 505
2	2.4	14 560	9952				24 512	25 400
3	3.1	10 257	11 694	10 578			32 529	35 477
4	3.2		9462	12 566	10 960	8419	33 150	39 700
5	3.2			9473	12 771	10 792		
6	3.2				9765	12 624		
7	3.2					9530		
循环长度(MWd/tU) (EFPD)		12 817 (320)	10 361 (259)	10 861 (272)	11 148 (279)	10 966 (274)		
最大 $F_{\Delta H}$		1.341 5	1.341 1	1.358 3	1.346 6	1.345 3		

表 2.2-34

大亚湾核电厂堆芯燃料管理

各批燃料组件数

批次	²³⁵ U 富集度(%)	燃料组件数(组)				
		第一 循环	第二 循环	第三 循环	第四 循环	第五 循环
1	1.8	53	1	1	1	
2	2.4	52	52			
3	3.1	52	52	52		
4	3.2		52	52	52	1
5	3.2			52	52	52
6	3.2				52	52
7	3.2					52

表 2.2-35

大亚湾核电厂各循环寿期

初零功率全提棒慢化剂温度系数

循环堆芯	慢化剂温度系数(°C/pcm)
第一循环	-0.966
第二循环	-0.076
第三循环	-0.880
第四循环	-0.399
第五循环	-0.632

3.5 堆芯核设计

3.5.1 堆芯描述

堆芯描述通常包括堆芯燃料组件的装载、可燃毒物、控制棒组件和中子源布置,以及堆芯核设计参数等。以下以秦山第二核电厂反应堆的堆芯为例。

秦山第二核电厂反应堆堆芯由 121 个 AFA 2G17×17 燃料组件布置成近似圆柱体堆芯,其活性段高度为 365.76cm,等效直径为 267.0cm,堆芯高径比为 1.37。

每个燃料组件含有呈 17×17 方形排列的 264 根燃料棒、24 根导向管(可放置控制棒、可燃毒物棒或中子源)和 1 根测量仪表管,由 8 个定位格架固定在一起。燃料棒由低富集度的二氧化铀芯块装在锆-4 合金管内构成。导向管和测量管的材料均为锆-4 合金。

为了展平堆芯功率分布,首循环堆芯燃料按²³⁵U 富集度分三区装载,富集度分别为 1.9%、2.6%和 3.1%,燃料组件数分别为 41、40 和 40。较低富集度的两种燃料组件按不完全棋盘格式排列在堆芯内区,较高富集度的燃料组件装在堆芯外围。图 2.2-34 和图 2.2-36 所示为第二循环和平衡

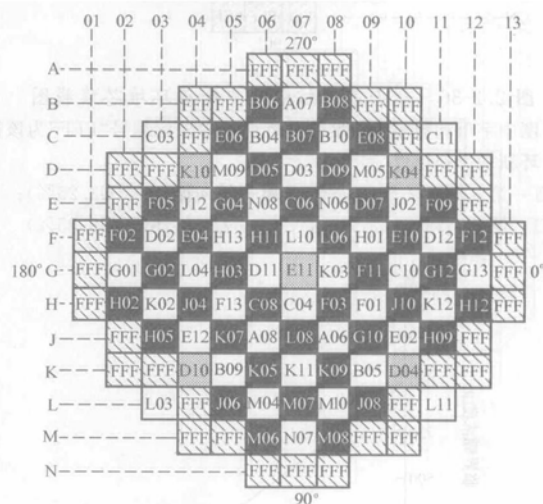
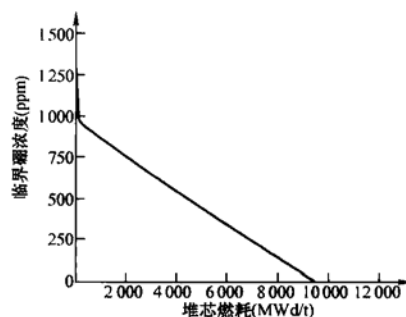


图 2.2-34 秦山第二核电厂第二循环堆芯装载图

注:图中字母和数字为首堆装载燃料组件坐标编号,“FFF”为该循环新加燃料组件。

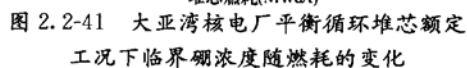
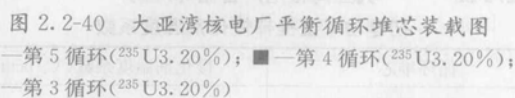
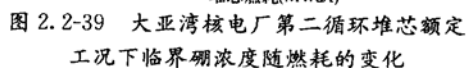
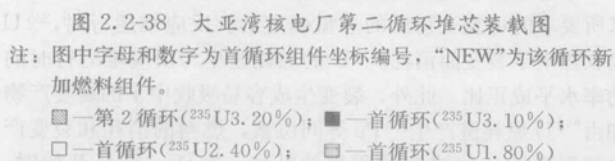
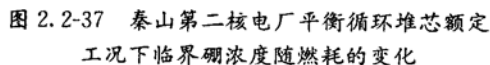
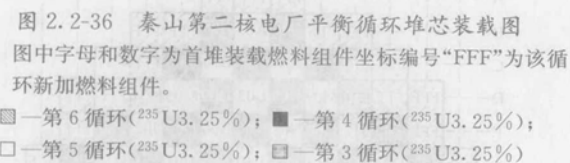
■—第 2 循环(²³⁵U3.25%); ■—首循环(²³⁵U2.6%);

□—首循环(²³⁵U3.1%); ▨—首循环(²³⁵U1.9%)

图 2.2-35 秦山第二核电厂第二循环堆芯
额定工况下临界硼浓度随燃耗的变化

循环堆芯换料布置,其新燃料组件数量及其布置与后续燃料循环的能量需求以及先前各燃料循环的燃耗和功率历史有关。

堆芯燃料平均富集度是根据所希望的堆芯寿期和能量需求所要求的可裂变物质的总量确定的。反应堆运行时,²³⁵U 吸收热中子裂变而消耗。²³⁵U 的燃耗速率与反应堆运行时的功率水平成正比。此外,裂变生成容易吸收中子的裂变产物和由²³⁸U 燃耗链产生²³⁹Pu 等同位素,燃料的消耗和裂变产物的积累部分地被钚的积累的补偿。在任一循环开始时,



一回路冷却剂中的可溶硼浓度是可变化的,以便控制和补偿长期的反应性变化。可溶硼浓度的变化是为了补偿燃料燃烧,包括氙和钐在内的裂变产物中毒、可燃毒物棒的毒物消耗以及从冷态到运行状态慢化剂温度变化所引起的反应性变化。采用正常的补给途径,当反应堆冷却剂中硼浓度为1000ppm和100ppm时,化容系统(RCV)能引入的负反应性速率分别为50pcm/min和70pcm/min。如果采用应急注硼途径,化容系统引入的负反应性速率则分别约为120pcm/

min 和 160pcm/min。快速反应性改变和安全停堆由控制棒束来实现。

随着硼浓度的增加,慢化剂负温度系数绝对值变小。在第一循环寿期初,仅使用可溶毒物会引起不需要的正的慢化剂温度系数。因此在首循环堆芯中使用了可燃毒物棒以降低可溶硼浓度,从而保证在功率运行工况下慢化剂温度系数为负值。功率运行期间,这些可燃毒物棒的毒含量逐渐消耗从而引入了正反应性,以便补偿燃料消耗和裂变产物积累损失的部分反应性。在预计的可燃毒物燃耗速率内,可溶硼总是可以利用并足以补偿任何可能的反应性偏离。

应该注意,即使到了寿期末,可燃毒物棒中总还残留了一些毒物,这会使第一循环堆芯寿期变短。在第一循环结束后,通常将所有可燃毒物棒取走,不再加入新的可燃毒物棒,仍可以使慢化剂温度系数为负值,且空间功率分布仍能满足设计准则。

除了控制反应性外,适当地布置可燃毒物棒有助于获得良好的径向功率分布。图 2.2-27 所示为第一循环堆芯可燃毒物棒的布置;图 2.2-28 所示为可燃毒物棒在燃料组件内的不同布置。表 2.2-36 所示为秦山第二核电厂反应堆堆芯设计参数。

3.5.2 控制棒布置和反应性价值

根据棒束控制组件的功能,将其分为控制棒组和停堆棒组。控制棒束的布置见图 2.2-29。控制棒组分为 D、C、B 和 A 棒组,停堆棒组为 S 棒组,总计 33 个棒束控制组件。每个棒束控制组件中吸收棒 24 根,作为一个整体操作和调节,轴向位置既可手动调节又可自动调节。在反应堆紧急停堆信号发出之后,控制棒组件将全部落入堆芯。

反应堆在启动过程中,提棒顺序 S、A、B、C、D,插棒顺序正好相反,相邻调节棒组之间的重叠步依次为 100、100、100。

控制棒组的选择采用了两个准则。首先,总的反应性价值必须适当,以满足寿期末停堆裕量的要求。其次,鉴于功率运行时总有部分控制棒插入堆芯,因此为了满足功率能力的要求,堆芯总的功率峰因子应足够小。

表 2.2-36 秦山第二核电厂反应堆堆芯设计参数(首循环)

分类	设计参数	数 值
堆芯	等效直径(cm)	267.0
	堆芯燃料活性高度(冷态尺寸)(cm)	365.76
	高径比	1.37
	总横截面积(cm ²)	55 953
	H ₂ O/U 体积比(整个堆芯,无棒)	3.43
燃料组件	数目(组)	121
	燃料棒布置	17×17
	每个组件燃料棒数目(根)	264
	燃料棒间距(cm)	1.26
	总横截面尺寸(cm)	21.4×21.4
	每个组件燃料质量(UO ₂)(kg)	523
	每个组件格架数(个)	8
	定位格架材料:条带	Zr-4 合金
	弹簧	Inconel718
	每个组件导向管数(根)	24
	导向管材料	Zr-4 合金
	导向管直径(上部)(cm)	1.125(内)1.205(外)
	导向管直径(下部)(cm)	1.009(内)1.090(外)
	中子通量测量管直径(cm)	1.125(内)1.205(外)

续表

分类	设计参数	数 值
燃料棒	数目(根)	31 944
	外径(mm)	9.50
	径向总间隙(mm)	0.17
	包壳厚度(mm)	0.57
	包壳材料	Zr-4 合金
燃料芯块	材料	烧结 UO ₂
	密度(理论值的百分比)(%)	95
	燃料 ²³⁵ U 富集度(%)	
	第 1 区	1.90
	第 2 区	2.60
	第 3 区	3.10
	直径(mm)	8.192
吸收体棒束控制组件	高度(mm)	13.50
	中子吸收体	Ag-In-Cd
	组成(%)	80-15-5
	吸收体直径(mm)	8.665
	吸收体长度(cm)	3606.8
	密度(g/cm ³)	10.17
	包壳材料	AlSi304
控制棒组件	包壳厚度(mm)	0.47
	控制棒组件数目(组)	33
可燃毒物棒	每个控制棒组件中的吸收棒数目(根)	24
	带可燃毒物棒的燃料组件数目(组)	52
	材料	硼硅酸盐玻璃
	外包壳管外径(mm)	9.7
	外包壳管内径(mm)	8.76
	硼硅酸盐玻璃外径(mm)	8.534
	硼硅酸盐玻璃内径(mm)	4.826
	内包壳管外径(mm)	4.615
	内包壳管内径(mm)	4.275
	外包壳管材料	AlSi304
	内包壳管材料	AlSi304
	硼硅酸盐玻璃密度(g/cm ³)	2.33
	B ₂ O ₃ 质量百分比(%)	12.5
	¹⁰ B 初始质量份额(%)	18.33
	¹¹ B 初始质量份额(%)	81.67
	初始反应性价值(%)	6.1
后备反应性	最大燃料组件 k_{∞} (冷态、净堆、无硼水)	1.39
	最大堆芯 k_{eff} (冷态、零功率、寿期初)	1.21
反射层厚度及组成	顶部—水加钢(cm)	25.4
	底部—水加钢(cm)	25.4
	侧面—水加钢(cm)	52.2

反应堆在任何状态下,控制棒组的临界棒位是由冷却剂中的硼浓度决定,调节临界硼浓度以确保反应堆达到临界时控制棒组棒位处在插入限之上。在循环初期,在低功率下对控制棒组也可能有提出限值,以维持负的慢化剂温度系数。

紧急停堆时控制棒反应性价值随时间的变化与控制棒的落棒速度及微分反应性价值有关。反应性价值对棒位关系,可以通过控制棒在各种不同棒位时的一系列稳态计算得到,这时要假定所有控制棒都在堆芯外的初始位置,以便将初始反应性引入速率减到最小。同样为了保守起见,

假定一束价值最大的控制棒卡在堆芯外,并假定中子通量密度分布(因而也就是反应性价值)向堆芯底部倾斜。计算结果见图2.2-42。

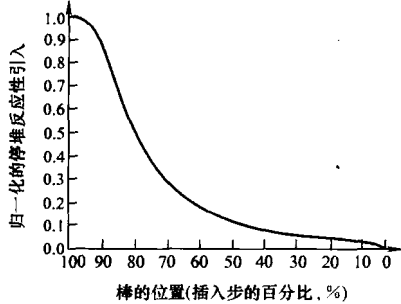


图2.2-42 归一化的棒组价值随棒插入百分比的变化

停堆棒组提供附加的负反应性,以保证足够的停堆深度。停堆深度定义为除了假定价值最高的1个棒束控制组件处于全提出堆芯位置外,其余所有棒束控制组件插入堆芯,且氙毒和硼浓度不发生改变情况下,堆芯在热停堆状态下所具有的次临界度。

表2.2-32中所列数值表明,在考虑到价值最大的1个棒束控制组件处于全提出堆芯位置时所提供的可利用的热停堆裕度超过设计基准规定的最小停堆裕度。

3.5.3 堆芯功率分布和燃耗计算

堆芯三维功率分布可分为堆芯径向功率分布和堆芯轴向功率分布。堆芯径向功率分布可用二维扩散程序(NARVAL)或三维扩散程序(SMART)计算得到。堆芯轴向功率分布 $P(z)$ 则可用轴向一维扩散程序(ESPADON)计算得到。堆芯三维燃耗分布可由堆芯三维功率分布在燃料循环期间随时间积分确定。

堆芯径向功率分布是燃料和可燃毒物装载方式以及有无控制棒的函数。在燃料循环的任一时刻,堆芯平面可用无棒或有棒的平面来表征。在这两者中每一种情况下, $F_{xy}(z)$ 实际上是常数,可用三维扩散程序(SMART)计算。这两种情况与燃耗效应相结合决定了堆芯中可能存在的径向功率分布。功率水平、氙、钐以及慢化剂密度对径向功率分布也有一定影响。非均匀的流量分配对它的影响是可以忽略的。径向功率分布是相对固定的,并很容易包络其上限。

堆芯轴向功率分布在很大程度上取决于操纵员的控制,如操纵员通过手动操作控制棒,或者通过RCV的操作使控制棒自动移动是不一样的。造成轴向功率分布变化的核效应有慢化剂密度、共振吸收的多卜勒效应和空间氙和燃耗效应。自动控制总功率输出的变化以及控制棒的移动对研究任一时刻轴向功率分布都很重要。具体地说,下述核设计参数对轴向功率分布的分析有重要作用:①堆芯功率水平;②堆芯高度;③冷却剂温度与流量;④冷却剂温度与反应堆功率的关系;⑤循环长度;⑥棒组价值;⑦棒组重叠步。

表征堆芯三维功率分布特性的峰值因子主要有热通道因子、核熔升因子、轴向偏移、功率象限倾斜等。其中与安全直接相关的最重要的峰值因子是核熔升因子 $F_{\Delta H}^N$ 和热通道因子 F_Q^T ,它们的定义如下:

(1) 核熔升因子 $F_{\Delta H}^N$ 为释热最大的燃料棒的功率与平均棒功率的比值。

(2) 热通道因子 F_Q^T 沿 z 方向 $Q^T(z)$ 的最大值,即为总的热通道因子,它可以表示为 $F_Q^T = \max(Q^T(z))$,而在堆芯高度 Z 处的最大线功率 $Q^T(z)$ 定义为在高度 Z 处燃料棒最

大局部线功率密度除以平均线功率密度,即

$$Q^T(Z) = F_{xy}(z)P(z)P_r S(z)F_I \quad (2.2-2)$$

式中:径向功率峰值因子 $F_{xy}(z)$ 定义为在高度 Z 处峰值功率密度与平均功率密度之比; P_r 为反应堆相对功率水平;轴向平均功率分布 $P(z)$ 定义为在高度 Z 处峰值功率密度与平均功率密度之比; $S(z)$ 为密实化因子。对工况I, $S(z) = 1$;对超功率保护, $S(z)$ 从堆芯底的1.02线性增加到堆芯顶的1.06; F_{xy} 与相对功率水平 P_r 的关系可用以下包络线公式表示,即

$$F_{xy} = F_{xy}(100\%FP)[1 + 0.1(1 - P_r)] \quad (2.2-3)$$

F_I 为总不确定性因子,其计算式为

$$F_I = \{1 + [(1 - F_Q^N)^2 + (1 - F_Q^E)^2 + (1 - F_B)^2]^{1/2}\} F_{Xe} \quad (2.2-4)$$

式中: F_Q^E ($F_{\Delta H}^E$,为工程修正因子,用于考虑元件棒的制造公差、芯块富集度、密度、直径和表面积变化及偏心等对热通道因子(核熔升因子)的影响;对上述因素作统计上的组合,工程修正因子取值为1.03; F_Q^N 为功率分布计算不确定性因子, $F_Q^N = 1.05$; F_B 为棒弯曲惩罚修正因子, $F_B = 1.057$; F_{Xe} 为径向(包括方位角)氙振荡效应修正因子; $F_{Xe} = 1.01$ (秦山第二核电站),或 $F_{Xe} = 1.03$ (大亚湾或岭澳核电站)。

3.5.4 堆芯功率能力

堆芯功率能力研究主要包括如下内容:①主调节棒组咬量位置和控制棒插入限值;②参考轴向功率偏移;③负荷跟踪分析;④I类工况运行图的确定;⑤II类工况堆芯安全裕量分析。

3.5.4.1 运行模式

维持反应堆的正常运行是靠下述手段来实现的:①调节堆内可溶硼浓度或调节控制棒束来改变反应堆功率;②主调节棒组用来调整轴向功率形状和较小反应性变化;③调节堆内可溶硼浓度补偿由于燃料燃耗、氙浓度变化等引起的较慢反应性变化。

负荷跟踪的方式一般按电网要求来定,如典型的12-3-6-3日负荷跟踪模式,要求反应堆在某个循环长度内(例如85%的循环长度内)能实现一天中12h满功率后在3h内功率线性下降到某个低功率水平(例如30% F_P 、50% F_P),在该功率下运行6h后又在3h内将功率线性增长到满功率水平。负荷跟踪是通过改变调节棒束的位置和可溶硼浓度来实现的,其棒位由反应堆输出功率确定,即不同功率水平的棒位依据控制棒刻度来实现,刻度曲线是随堆芯燃耗变化而变化的,硼浓度的改变是为了维持堆芯临界。

秦山第二核电站采用基本负荷运行模式,但设计中考虑了该核电站具有一定的负荷跟踪能力。

3.5.4.2 堆芯功率能力

堆芯功率能力研究的主要目的是研究堆芯功率分布的控制,以满足下列限值条件:在I类工况下,燃料元件不同高度处最大线功率密度不超过为满足失水事故安全准则要求所确定的限值;在II类工况下,最大线功率密度不超过燃料芯块熔化限值;在I类工况和II类工况下,堆芯功率分布不得导致在燃料元件表面发生偏离泡核沸腾现象;要求堆芯功率分布具有自稳定性,能抑制氙振荡。

针对秦山第二核电站反应堆,设计应遵守下列准则:

(1) I类工况轴向热通道因子 $Q(Z)$ 与相对功率水平 P_r 的乘积 $Q^T(Z)$ 不得超过轴向限值包络线。

(2) 不同功率水平下核熔升因子 $F_{\Delta H}^N \leq 1.55[1 + 0.3(1 - P_r)]$ 。

(3) II类工况下,局部最大线功率密度不大于 590W/cm (对应热通道因子 F_Q^T 不大于 3.60)。

堆芯功率能力的研究实际上是对反应堆径向和轴向功率分布的控制进行研究,使反应堆堆芯在 I 类工况和 II 类工况时径向和轴向功率分布尽可能平坦以满足安全性限制要求。堆芯径向功率分布基本上由堆芯装载方式确定,而轴向功率分布则受到功率水平、堆芯燃耗、氙瞬态、尤其是控制棒的提升和插入等因素影响而引起较大变化。因此,对反应堆在 I 类工况和 II 类工况条件下堆芯轴向功率分布的研究则成为堆芯功率能力分析的主要内容。

表示堆芯轴向功率分布的特征参数一般为轴向功率偏移(AO)和轴向功率偏差(ΔI)。

轴向偏移(AO)是描述反应堆轴向功率分布的特征参数,AO定义为

$$AO = \frac{P_T - P_B}{P_T + P_B} \quad (2.2-5)$$

式中: P_T 、 P_B 为堆芯上、下半部分的功率。

堆芯轴向功率偏差(ΔI)是堆芯上、下部分的归一化中子通量密度信号之差,由堆外探测器测得,用式(2.2-6)来表示为

$$\Delta I = \frac{P_T}{(P_T + P_B)_{100\%}} - \frac{P_B}{(P_T + P_B)_{100\%}} \quad (2.2-6)$$

AO 与 ΔI 的对应关系由下式表示:

$$\Delta I = AOP_r \quad (2.2-7)$$

式中: P_r 为堆芯相对功率水平。

(1) I 类工况。在正常运行工况下,堆芯局部功率密度是与堆芯总的功率峰因子 F_Q^T 相关的, F_Q^T 是由径向和轴向功率分布共同确定的。如前所述,径向功率相对固定且容易确定其上限限值,而轴向功率分布则受到控制棒位、氙分布、堆芯燃耗等因素较大影响,因此在技术规格书中要对堆芯轴向功率偏差作限制,使反应堆在规定的运行图($P_r - \Delta I$ 区域)内运行。在正常运行时,如上述要求不满足,则保护系统控制连锁要发生动作。

R_Q^T 的计算采用一维、二维综合法,即分别进行一维和二维(三维)堆芯计算得到 $P(z)$ 和 $F_{xy}(z)$,将两者相乘后再考虑各种不确定性(这种分析方法是保守的,因为它分别考虑了轴向和径向最不利的情况),由对沿轴向高度 Z 处功率峰因子 $Q^T(Z)$ 分析后得到的。

对于 I 类工况,堆芯功率能力分析的主要内容之一是确定反应堆的可运行区域($P_r - \Delta I$),该分析针对不同燃耗时刻(典型值为 150、3000、6000、9000MW·d/t 及 85%EOI 等)、不同功率(典型值为 30%FP、50%FP、70%FP、87%FP 及 100%FP)、不同棒位(典型位置为咬量位置、插入限位置、正常运行位置)等各种状态组合,需产生约几万个运行状态,这些运行状态应包容反应堆实际运行时可能出现的所有状态,然后利用一维堆芯计算产生这些运行状态的 ΔI 及 P_r 集合。同时,二维(三维)堆芯计算得到不同棒位下堆芯 F_{xy} 。综合法计算程序将对一维、二维(三维)堆芯计算结果进行综合计算得到 $F_Q - AO$ 蝇迹图,根据蝇迹图可得到 $F_Q - AO$ 包络关系式,然后再根据 $F_Q - AO$ 关系式导出可运行区($P_r - \Delta I$),以外区域为非运行区,即 I 类工况运行图。最后,上述分析所确定的梯形区需要进行 DNB 分析和必要的安全事故分析予以进一步确认。图 2.2-43 所示为秦山第二核电厂平衡循环运行图。

(2) II 类工况。非正常运行工况起源于在正常运行工况时非正常反应性引入,如控制棒误动作、硼酸浓度的非正常变化等。在 I 类工况运行图内,每一个坐标点($P_r - \Delta I$)

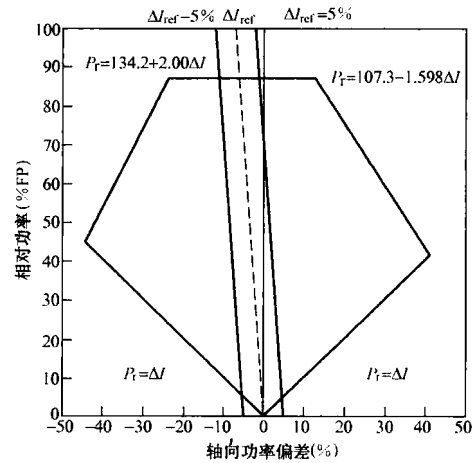


图 2.2-43 秦山第二核电厂平衡循环运行图

注:运行图边界不包括 3%不确定性

都可被认为是 II 类工况的起始状态。

对压水堆核电厂,II类工况的发生一般考虑如下受功率分布影响的几种非正常运行:①是由于非正常可溶硼稀释,功率调节棒组自动补偿硼稀释引入的反应性,以维持堆芯功率稳定;②是非正常可溶硼稀释,控制棒不动作,功率逐步上升,直至 II 类工况给定的限制功率值(典型值为 118%FP);③控制棒失灵,导致功率上升直至 II 类工况给定的限值;④二次侧负荷过度增加(堆芯过冷,瞬态)。类似于 I 类工况,需要对 II 类工况沿轴向热点因子 $Q_T(Z)$ 分布包络值进行计算。 F_Q^T 限值由 II 类工况线功率密度限值(典型值为 590W/cm)与堆芯平均线功率密度之比得到。 $Q_T(Z)$ 计算公式与工况 I 计算公式相同,只是 F_I 除通常考虑不确定性外,还包括了燃料元件沿堆芯高度的密度化因子分布对 $Q_T(Z)$ 的影响。为了保守起见, $F_{xy}(z)$ 采用设计限值进行计算,考虑到三维计算得到的堆芯径向功率峰因子 $F_{xy}(z)$ 由于受控制棒插入引起沿轴向段径向功率分布不均匀效应,需要引入修正因子 $\epsilon(Z)$ 进行修正,即

$$F_{xy}(Z) = F_{xy}(2D)\epsilon(Z) \quad (2.2-8)$$

对 II 类工况的研究,实际上是要建立起参数 P_r 和 ΔI 的相互关系,根据这种关系确定的 $P_r - \Delta I$ 区域可以确保满足燃料熔化限值准则,即 II 类工况保护图。II 类工况研究与 I 类工况类似,由于 F_{xy} 相对固定,其上限容易确定,而轴向功率分布形状则会发生很大变化,因此,轴向功率形状构成 II 类工况分析的主要内容。图 2.2-44 所示为秦山第二核电厂平衡循环保护图。

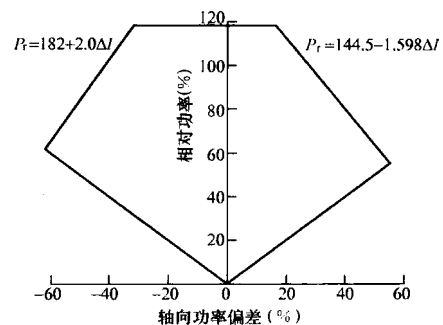


图 2.2-44 秦山第二核电厂平衡循环保护图

注:保护图边界不包括 3%不确定性。

3.5.4.3 主调节棒咬量、插入限值和轴向功率偏移目标值
为了确保主调节棒组具有足够的反应性引入能力,需要

确定反应堆运行时主调节棒组最小插入深度,把这个插入位置称为主调节棒组咬量。设计要求主调节棒组咬量位置处具有2.5pcm/步的微分价值。该计算采用一维程序微分棒价值搜索模式进行,搜索可得到控制棒插入步对应的微分价值,从而可得到主调节棒咬量位置。

规定主调节棒组插入限值是为了满足下述要求:①停堆裕量要求;②弹棒事故安全准则;③核熔升因子限制。

由于调节棒组是作为调节反应堆功率之用,因此,其限值的确定首先应确保功率调节所需的反应性,同时为了保证具有一定的调节裕量,在引入500pcm反应性的调节棒棒位处作为调节棒组的插入限值(低—低限),也就是说,确定调节棒组的插入限值,其满功率对应位置引入的负反应性为500pcm,低功率时还应加上补偿功率亏损引起的反应性变化,但是该限值须满足前述限制要求,否则应作适当调整。在反应堆控制中,在低—低限上方10步再设置一个低限作为提醒电厂运行人员的预报警线。最终确定的低—低限需要进行相关事故分析后予以确认。图2.2-45所示为秦山第二核电厂平衡循环控制棒组插入限(全寿期内)。

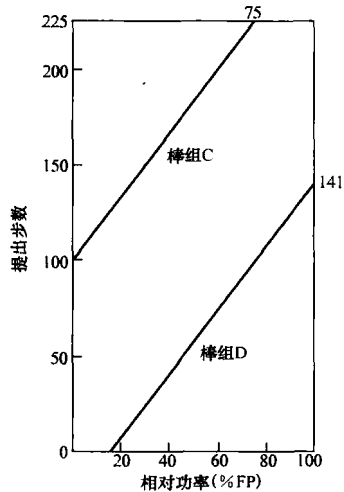


图 2.2-45 秦山第二核电厂平衡循环控制棒组插入限(全寿期内)

目前大多数的在役核电厂,功率运行时对堆芯功率分布的控制方法常采用常轴向偏移控制法(CAOC),该方法使反应堆在功率运行时,尽可能使轴向功率偏移AO保持常数。也就是说,尽可能使堆芯轴向功率分布保持相同的形状。以满功率、平衡氙、主调节棒处于咬量位置下+12步时的轴向功率偏移作为目标值(AO_{ref}),该目标值又随堆芯燃耗而改变。根据 $AO_{ref} = \Delta I_{ref} / P_r$,通过控制堆芯轴向功率偏差 ΔI 来实现常轴向偏移控制。控制 ΔI 的一般原则如下:①在正常功率运行工况下轴向功率偏差 ΔI 应保持在 $\Delta I_{ref} = \pm 5\%$ 的运行带内(图2.2-43)。② ΔI 超出运行带,但仍在运行图梯形区域内的运行时间,累计12h运行时间内超出运行带的时间不超过1h。

经验表明:采用常轴向偏移控制可使反应堆输出功率满足核电厂功率输出机动性的要求,并保证反应堆满足安全限值的要求。

3.5.5 反应性系数

反应堆堆芯的动态特性决定了堆芯对改变电厂工况或操纵员在正常运行期间所采取的调整措施以及异常或事故瞬态的响应。反应性系数变化反映了中子增殖性能由于改变电厂工况(主要是功率,慢化剂或燃料温度,其次是压力或空泡份额的变化)所引起的变化。由于反应性系数在燃耗寿期内

是变化的,为了确定整个寿期内电厂的响应特性,要在瞬态分析中采用不同范围的反应性系数值。

反应性系数是以整个堆芯为基础用二维或三维堆芯扩散程序计算所得。径向和轴向功率分布对堆芯平均反应性系数的影响在计算中已经加以考虑了。在正常运行工况下这种影响是不重要的,在某些瞬态工况下,应重视空间效应。例如对于描述的假想的主蒸汽管道破裂和反应堆控制棒束组件机械外壳破裂,在分析中就要考虑这种效应。

3.5.5.1 燃料温度(多普勒)系数

燃料温度(多普勒)系数定义为燃料有效温度每变化1℃所引起的反应性变化,它主要是 ^{238}U 和 ^{240}Pu 共振吸收峰多卜勒展宽的量度。其他同位素如 ^{236}U 、 ^{237}Np 等的多普勒展宽虽也考虑但贡献很小。随着燃料温度的升高,燃料的有效共振吸收截面增大,因而使反应性相应减少。

燃料温度系数是用SMART程序计算得到的。计算中,慢化剂温度保持不变,功率水平改变,燃料温度的空间变化是通过计算燃料有效温度与功率密度的关系加以考虑的。

多普勒温度系数与燃料有效温度的关系如图2.2-46所示(寿期初与寿期末)。由于中子通量密度分布在燃料芯块内是非均匀的,使芯块表面温度有较大的权重,因此燃料有效温度低于燃料按体积平均的温度。多普勒效应对功率系数的贡献与堆芯相对功率的关系如图2.2-47所示。对该图中的微分曲线积分则给出多普勒效应对功率亏损的贡献。多普勒系数作为寿期的函数随着 ^{240}Pu 含量的增加变得更负,虽然 ^{240}Pu 共振吸收增加,但由于燃料温度随燃耗而变化,总的效应是负得少了。

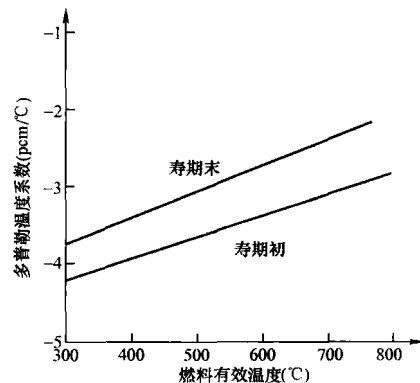


图 2.2-46 多普勒温度系数与燃料有效温度的关系(寿期初与寿期末)

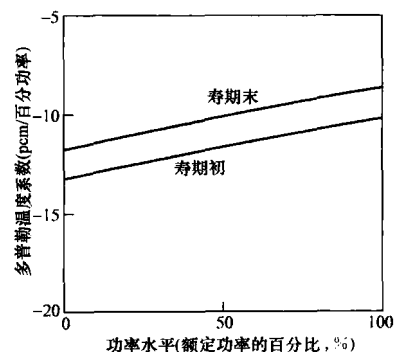


图 2.2-47 多普勒温度系数与堆芯相对功率水平的关系(寿期初与寿期末)

3.5.5.2 慢化剂系数

慢化剂系数是诸如密度、温度、压力或空泡等冷却剂特有参数变化引起的反应性变化的量度。所求得的系数相应地

是慢化剂密度、温度、压力和空泡系数。

(1) 慢化剂密度和温度系数。慢化剂温度(密度)系数定义为慢化剂温度(密度)单位变化所引起的反应性变化。通常,慢化剂密度和温度变化效应是同时考虑的。慢化剂密度降低意味着慢化能力的减弱,这就造成了负的慢化剂系数。若保持慢化剂密度不变,提高其温度将导致中子谱硬化,并引起 ^{238}U 、 ^{240}Pu 和其他同位素共振吸收的增加。能谱的硬化还引起 ^{235}U 和 ^{239}Pu 裂变-俘获比变小。这两个效应都使慢化剂系数更负。随着温度的升高,水密度随温度变化得更快,因此慢化剂温度(密度)系数随温度的升高而变得更负。

用作反应性控制手段的可溶硼也影响慢化剂系数,这是由于慢化剂温度上升时,可溶硼毒物的密度与水密度一道下降。可溶硼浓度的下降在慢化剂系数中引进一个正的分量。

因此,如果可溶硼浓度足够高,净的慢化剂温度系数就可能是正的。然而,由于可燃毒物棒的存在,降低了初始热态硼浓度,使慢化剂温度系数在运行温度下为负值。

控制棒的效应使慢化剂温度系数变得更负,因为它减少了所需要的可溶硼浓度并增加了堆芯的中子泄漏。

随着燃耗加深,慢化剂温度系数变得更负,这主要是由于硼酸逐渐被稀释,铀和裂变产物的积累效应也起了重要作用。

图 2.2-48~图 2.2-50 所示为在无控制棒和控制棒插入情况下慢化剂温度系数与堆芯慢化剂温度和硼浓度的关系。温度变化范围为 $100\sim 311.6^{\circ}\text{C}$ 。

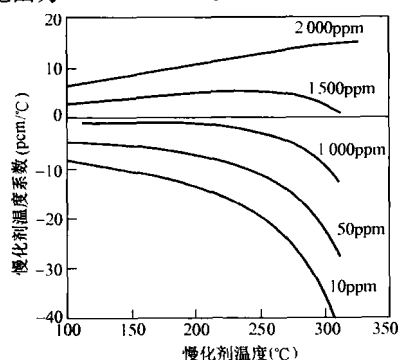


图 2.2-48 慢化剂温度系数(第一循环、寿期初、无棒、零功率)

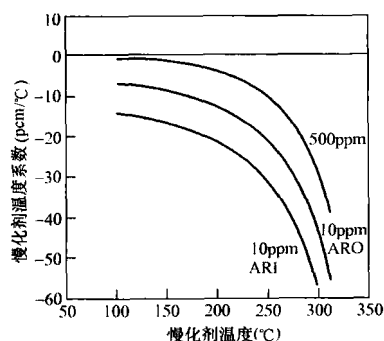


图 2.2-49 慢化剂温度系数(第一循环、寿期初、无棒、零功率)

在这些结果中已扣除了由于慢化剂温度变化引起的多卜勒效应的贡献。图 2.2-51 所示为热态满功率工况下慢化剂温度系数在第一循环寿期内的变化。计算中采用的硼浓度为各燃耗步时的临界硼浓度。

慢化剂密度系数可由慢化剂温度系数考虑到单位温度变

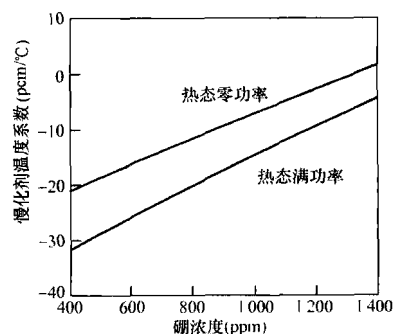


图 2.2-50 慢化剂温度系数与硼浓度的关系(第一循环、寿期末、零功率、有棒)

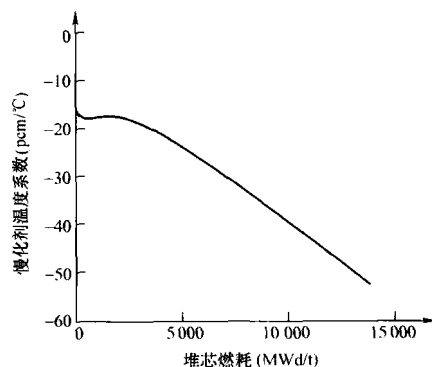


图 2.2-51 热态满功率慢化剂温度系数随燃耗的变化(首循环、临界硼浓度下)

化引起的密度的变化推算给出,从数值符号上慢化剂密度系数正好与慢化剂温度系数相反。

图 2.2-51 所示的慢化剂温度系数是对堆芯计算给出的。因为考虑慢化剂温度变化会影响到整个堆芯,所以可以用其描述各种工况下堆芯的行为。

(2) 慢化剂空泡系数。慢化剂空泡系数把中子增殖性能的变化与慢化剂中空泡的存在联系起来。压水堆中,冷却剂内空泡含量低,所以这个系数并不很重要。堆芯空泡含量小于千分之五,它是由局部或统计的沸腾造成的。

(3) 压力系数。堆芯压力的变化将引起慢化剂密度的改变,从而引起反应性的变化。对压水堆,压力变化对慢化剂密度改变不大,所以这个系数并不重要,也不单独给出。通常它总是和慢化剂密度系数一起来考虑的。

3.5.5.3 功率系数

慢化剂温度和燃料温度随着堆芯功率的变化而变化,其综合效应称为总功率系数,用每百分之一的功率变化引起的反应性变化来表示。图 2.2-52 所示为寿期初的功率系数。

随着燃耗加深,硼浓度下降,功率系数变得更负,这反映了慢化剂和燃料温度系数随燃耗变化的综合效应。由功率

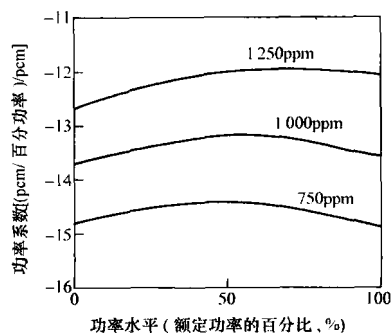


图 2.2-52 功率系数(首循环、寿期初)

系数对功率的积分值可得到功率亏损。

4. 微分硼价值

微分硼价值定义为堆芯单位硼浓度变化引起的反应性变化。

微分硼价值采用堆芯程序(如 SMART)计算。当需要计算某一状态(对应一个硼浓度)的微分硼价值时,只需将硼浓度增加和减少 25ppm,由两次计算分别得到的 k_{eff}^+ 和 k_{eff}^- ,以及对应的硼浓度 B^+ 和 B^- ,可用式(2.2-9)得到微分硼价值 W (pcm/ppm),即

$$W = \frac{\ln(k_{\text{eff}}^+/k_{\text{eff}}^-)}{B^+ - B^-} 10^5 \quad (2.2-9)$$

3.5.6 反应性控制

反应性控制研究的目的是:采取各种切实有效的控制方式,在确保安全的前提下,控制反应堆的剩余反应性,以满足反应堆长期运行的需要;通过控制可燃毒物适当的空间布置和提棒程序,使反应堆在整个堆芯寿期内保持平坦的功率分布,使功率峰因子尽可能小;在外负荷变化时,能调节反应堆适应外负荷的变化;当反应堆出现事故时,能迅速安全地停堆,并保持适当的停堆裕量。压水反应堆常用的控制手段是提插控制棒、改变慢化剂中的硼浓度和调节慢化剂平均温度等。

3.5.6.1 控制棒

控制棒是由强中子吸收材料制成的,它的移动速度快、操作可靠、使用灵活、控制反应性的效率和准确度高。它是各种类型反应堆中紧急控制和功率调节所不可缺少的控制部件。它主要是用来控制反应性的快变化。具体地讲,主要是用它来控制下列一些因素所引起的反应性变化:①堆功率改变引起的反应性变化。由于反应堆功率的改变,燃料有效温度和慢化剂温度也随之改变,由此引起的反应性变化一般由控制棒的移动来补偿。②变工况时的瞬态氙效应。反应堆功率改变后,堆内的氙浓度分布也将随之改变,但要滞后一段时间。氙浓度分布变化引起的反应性变化也将由控制棒来补偿。③硼化和稀释效应。由慢化剂中硼酸浓度的非正常硼化和稀释所引起的反应性变化也由调节控制棒来补偿。④停堆裕量。反应堆停堆需用控制棒来补偿反应性。当全部控制棒(除最高价值的一束控制棒外)都插入堆芯时,反应堆所达到的负反应性称为停堆裕量。停堆裕量与反应堆运行时间和工况有关。为了保证反应堆的安全,要求在热态、平衡氙中毒的工况下,具有足够大的停堆裕量。否则,当堆芯逐渐冷却和 ^{135}Xe 逐渐衰变后,反应堆的反应性就逐渐增加,而停堆裕量就逐渐地减小,这样堆芯有可能又重新恢复到临界或超临界的危险状态。

(1) 停堆裕量。停堆裕量将由以下两个部分的反应性引入相加而得:

1) 全部控制棒(除最高价值的一束控制棒外)插入堆芯时引入的负反应性。其中包括:全部控制棒插入引入的负反应性 ρ_1 ; 卡一束最大价值棒价值 ρ_2 ; 控制棒燃耗(主要考虑灰体控制棒) ρ_3 ; 反应堆运行时控制棒引入的反应性 ρ_4 。引入总的负反应性 $= (\rho_1 - \rho_2)0.9 - \rho_3 - \rho_4$ 。

2) 反应堆从热态满功率到零功率释放的正反应性。其中包括多卜勒效应 ρ_5 ; 慢化剂效应 ρ_6 ; 空泡效应 ρ_7 ; 再分布效应 ρ_8 ; 释放总的正反应性 $= \rho_5 + \rho_6 + \rho_7 + \rho_8$ 。

(2) 控制棒微分和积分价值。在反应堆设计和运行中,不仅需要知道控制棒全部插入时的价值,而且还需要知道控制棒在插入不同深度时的价值。通常把控制棒插入单位深度(即控制棒每移动一步)所引起的反应性变化称为控制棒的

微分价值。控制棒的积分价值就是控制棒插入(或提升)某一高度引起的总的反应性变化,它实质上就是对微分价值的积分。

(3) 不同插棒状态下的堆芯功率峰因子。控制棒的插入不仅使堆芯引入了负反应性,同时还造成堆芯中子通量密度分布和功率的畸变。在反应堆设计中,要求在不同控制棒插入状态下的堆芯功率峰因子满足设计准则要求。

3.5.6.2 可溶硼毒物

在目前的压水堆中,一般都采用在一回路冷却剂中加入一定浓度的硼酸,用来控制反应堆的部分反应性。与控制棒相比,用可溶硼控制反应性的优点是:它在堆芯中分布比较均匀,可使堆芯的功率分布趋于平坦,降低功率峰因子。但是,由于受硼化和稀释速率的限制,它不能像控制棒那样对反应性的快变化进行补偿,因此,可溶硼毒物主要被用于补偿下列一些变化较慢的反应性:①反应堆从冷态到热态零功率时,慢化剂温度效应所引起的反应性变化;②燃料燃耗和长寿裂变产物积累所引起的反应性变化;③平衡氙和平衡钐所引起的反应性变化。

可溶硼引入的反应性一般用微分硼价值来表示,其定义为硼浓度每变化 1ppm 时引入的反应性 pcm(ppm/ppm)。

3.5.6.3 可燃毒物

在核电厂反应堆中,堆芯在循环初的剩余反应性一般都比较大。特别是在第一循环堆芯的寿期初,堆芯中所有核燃料都是新的,这时的剩余反应性最大。在首循环堆芯核设计中,大部分的剩余反应性由可溶硼和可燃毒物来补偿。如果这部分剩余反应性全部由可溶硼补偿,则需要较高浓度的可溶硼。当可溶硼浓度超过 1300ppm 时,慢化剂温度系数可能出现正值,这是反应堆核设计准则所不允许的。因此,在首循环堆芯设计中,通常采用在堆芯中布置一定数目的可燃毒物,用以控制部分剩余反应性。

可燃毒物材料应具有比较大的中子吸收截面,同时也要求由于可燃毒物的消耗而释放出来的反应性基本上要与堆芯中由于燃料燃耗所减少的剩余反应性相匹配,并尽可能使可燃毒物在反应堆寿期末消耗完,以减少和避免剩余反应性的损失。此外,应合理地布置可燃毒物,使堆芯功率分布尽可能平坦。

3.5.6.4 调节入口温度

调节反应堆入口慢化剂温度实际上改变了堆芯的温场分布,从而改变反应堆平均温度使反应堆的反应性发生变化。燃料芯块的多卜勒系数总是负的,慢化剂温度系数一般也是负的。因此,可以用改变堆芯的慢化剂入口温度来达到调节反应堆的输出功率水平或延长反应性燃耗寿期等。

3.5.7 稳定性

在大型反应堆堆芯内,堆芯总功率不变时也可能产生氙致空间功率振荡。如果与氙碘衰变的时间常数相比,堆芯内功率分布漂移速度很大时,则这种功率分布漂移就可能引起振荡。当移动控制棒改变电厂负荷,并导致慢化剂密度和燃料温度分布变化时,就会在轴向产生这种功率分布漂移。不正常的控制操作还会产生堆芯径向平面的功率振荡。

由于反应堆功率系数为负值,压水反应堆堆芯对于总功率的振荡具有内在的稳定性。

堆外探测器系统可用来指示氙致空间功率振荡,操纵员可以利用堆外探测器的读数和来自部分保护系统的读数发现这一振荡。

为了维持适当的功率分布,操纵员根据堆外探测器的读数,将轴向功率偏移保持在运行带内。如果轴向偏移离开运

行带很远而达到了保护极限,则反应堆将因保护动作而使功率自动降低。

随着燃耗加深,反应堆堆芯对轴向氙振荡的稳定性将会降低。反应堆中的控制棒组完全有能力控制轴向氙振荡,除非进行专门的试验,否则,自由氙振荡是不允许发生的。

反应堆堆芯在整个寿期内径向氙致振荡都是稳定的。振荡是收敛的,且收敛速度较快。考虑到反应堆的负温度反馈特性,实际的氙致振荡振幅还会变小。因此可以得出结论,大型反应堆一般不会发生不收敛的径向氙致振荡。万一出现径向氙致振荡,也可以采取措施(如使慢化剂温度系数变得更负)来增加堆芯的固有稳定性。

3.6 堆芯物理试验和测量

将计算得到的启动物理试验和电厂运行中的核参数数据,与堆芯测量的实测值进行比较,检验计算值是否满足设计验收准则,从而检验堆芯设计计算的可靠性和适用性。

通过堆芯运行跟踪核参数计算,可以给出处理堆芯中子通量图测量数据所需理论数据库和堆芯硼浓度跟踪计算所需核参数,从而检验堆芯功率分布和堆芯安全性,并给出对堆芯循环长度的预测和堆芯硼浓度跟踪分析。

通过对堆芯启动和电厂运行核参数的检验,可以验证堆芯运行在运行技术规格书规定的范围内和堆芯测量与控制系统均满足设计和运行的要求。

3.6.1 启动和电厂运行核参数

3.6.1.1 启动物理试验参数

在启动物理试验中需提供的物理参数为:

(1) 硼浓度。下列状态的硼浓度。①寿期初、热态零功率、控制棒全提;②寿期初、热态零功率、主调节棒组全插;③寿期初、热态零功率、调节棒组在标定位置;④寿期初、平衡氙、热态满功率、控制棒全提。上述参数的计算值精度验收准则为 $\pm 50\text{ppm}$ 。

(2) 寿期初、热态零功率条件下控制棒价值。①控制棒组的积分价值;②主调节棒组的微分棒价值。上述参数的计算精度准则为 $\pm 10\%$ 。

(3) 等温温度系数。在寿期初、热态零功率条件下分别计算下列棒态的系数:①全提棒;②主调节棒组插入;③调节棒组在其标定位置。上述参数的计算精度验收准则为 $\pm 5.4\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 。

(4) 堆芯中子通量图测量数据处理所需核参数。①全提棒下堆芯功率分布和中子通量密度测量管内注量分布;②主调节棒组插入堆芯时的功率分布和注量测量管内通量分布。

另外,计算还要提供寿期初调节棒组刻度曲线;等温温度系数随硼浓度和功率水平的变化关系式;控制棒抽出限值公式;缓发中子份额及用于反应性仪标定的中子动力学数据;因功率水平变化而引起的氙引入的负反应性变化曲线;以及 LOCA 监测系统(对大亚湾核电厂)所需特定的相关中子学参数等。

3.6.1.2 电厂运行核参数

对于电厂运行中的功率分布测量等试验。需要如下参数:

(1) 反应性仪的标定。①中子动力学参数(缓发中子份额和瞬发中子寿命);②反应性与反应堆功率倍增时间数据和周期数据。

(2) 堆芯中子通量密度测量数据处理所需核参数。①全提棒下堆芯功率分布和中子通量密度测量管内的通量分布;②主调节棒组插入堆芯时的功率分布和通量测量管内的通量

分布。

(3) 氙、钐反应性随时间和功率水平的变化曲线。对于电厂运行中的堆芯硼浓度跟踪分析计算所需参数;①热态满功率和全提棒条件下随燃耗变化的临界硼浓度;②多卜勒亏损随功率水平的变化;③平衡氙亏损随功率水平的变化;④调节棒组微分和积分价值;⑤热态满功率、全提棒和临界硼浓度条件下慢化剂温度系数随堆芯燃耗的变化;⑥寿期初和全提棒条件下慢化剂温度系数随硼浓度的变化;⑦寿期初和全提棒条件下微分硼价值随硼浓度的变化。

另外,对于电厂运行中反应堆堆外功率测量系统刻度实验,是将测量值经数据处理后得到堆芯功率分布。

对于上述各核参数,计算主要采用二维(如 NARVAL)或三维中子学程序(如 SMART)和一维中子学程序 ESPADON。二维或三维中子学程序用于计算临界硼浓度、积分棒价值、等温温度系数、多卜勒亏损、慢化剂温度系数、微分硼价值、氙和钐毒随时间与功率水平的变化和各种状态下的反应堆功率分布等。ESPADON 程序用于计算控制棒组微分和积分价值、控制棒刻度曲线,功率补偿棒在其标定位置上的积分和微分价值等。二维或三维中子学程序也用于计算缓发中子份额等堆芯中子动力学数据和生成堆芯通量图测量数据处理所需的理论数据库。

3.6.2 堆芯物理试验

堆芯物理试验分为启动物理试验和正常运行试验。

3.6.2.1 启动物理试验

启动物理试验又可分为初始临界试验、零功率物理试验和升功率物理试验。

(1) 初始临界物理试验。试验的目的如下:①用提棒和稀释法使反应堆达到临界;②校验堆外功率测量系统各测量量程之间的线性(各量程的线性区)和相互之间的重叠范围;③通过功率量程本底噪声水平和多卜勒水平的寻找,确定不发生核加热(不发生多卜勒效应)中子通量密度的范围,从而建立零功率物理试验的功率水平范围;④完成反应性仪的堆芯校验。

(2) 零功率物理试验。试验的目的是测量反应堆的基本物理参数,要测量的参数如下:①各种棒态下等温温度系数;②各种棒态下的临界硼浓度;③各调节棒组积分价值和主调节棒组的微分价值;④微分硼价值。零功率物理试验可检验各测量参数是否满足设计验收准则和确定是否进行升功率物理试验。

(3) 升功率物理试验。试验主要是对各种功率水平下堆芯通量图测量试验和对堆外核功率测量系统刻度试验。试验的目的如下:①核对堆芯装载图的正确性;②核对反应堆安全指标和设计指标;③确定堆外核功率测量系统刻度系数。

堆芯中子通量密度测量试验给出堆芯通量图测量数据库。经堆芯测量数据处理程序分析后,可以给出 4 个堆芯安全指标和设计指标。其中,包括核焔升因子 F_{DH} 和核热通道因子 F_Q 两个量是核安全指标值;另外两个正交象限功率倾斜因子和斜交象限功率倾斜因子是设计指标值。设计标准对不同的功率水平,象限功率倾斜因子 DAC 有不同的限值。无论在任何功率水平下,只要核安全指标未能满足就不能继续升功率。核安全指标必须遵守。只要安全指标满足要求,即使设计指标超过标准也可以继续升功率。这是因为低功率水平时,堆芯功率分布是很不均匀的, DAC 值较大,但是随着功率增加, DAC 值将会减小。

3.6.2.2 正常运行期间的物理试验

正常运行期间的物理试验主要是运行功率水平下的堆芯

通量图测量试验和堆外功率测量系统刻度试验。试验目的如下：①核对反应堆安全指标及设计指标；②在线检验与反应堆核测量、核监督和核控制有关的系统，并给出 RPN（堆外仪表）系统刻度系数；③对堆芯组件燃耗进行实际跟踪分析。

在电厂正常运行中，若发现反应堆安全指标及设计指标超限，或电厂运行偏离运行图允许的范围，则反应堆控制保护系统将发生动作，确保反应堆的安全性。

另外，电厂正常运行中，每天需测量堆芯运行临界硼浓度，并给出堆芯硼浓度跟踪分析和预测本循环堆芯长度。

3.6.3 堆芯测量数据处理

堆芯测量数据处理主要是指堆内测量系统和堆外功率测量系统的测量及其对测量数据的处理。堆芯初始监测试验以及零功率物理试验，可依据相关试验规程完成并直接得到有关物理参数的测量值。

3.6.3.1 堆芯测量系统

堆芯测量系统可分为堆内测量系统和堆外核功率测量系统。堆内测量系统又由堆内中子通量测量系统和堆内温度测量系统两部分组成。

以大亚湾核电厂为例，堆内中子通量密度测量是由 5 个可移动微型裂变室探测器进行的。探测器可以通过选定的燃料组件测量管中的任何一个插入堆芯来测量每个燃料组件的实际活度。所有的测量数据都由电厂计算机储存。一旦测完整个堆芯高度，5 个探测器全部抽出，然后再插入另外 5 个测量管中，如此继续下去，完成整个堆芯通量图的测量。

在进行堆芯通量图测量期间，堆芯应尽可能保持在稳定状态。堆芯功率水平由堆外核功率测量系统加以监测，应尽量保持堆芯功率水平和平均温度不变。控制棒的移动应尽可能小，以免造成堆芯轴向中子通量密度形状的变化。在探测器抽出和测量数据获取时，控制棒不允许移动。

堆内温度测量系统利用热电偶来测量燃料组件出口处冷却剂的温度，还根据热工和物理的要求，在堆内布置若干个测点。温度测量系统必须满足事故后监测的有关要求，测量的上限温度允许达到 1200℃，利用温度测量值可以验证堆芯通量分布图上显示的功率径向倾斜。温度测量数据均送入电厂计算机储存和处理。

3.6.3.2 堆芯测量数据处理

在 SCIENCE 程序包中，堆芯测量数据处理程序为 SQUALE。而在 INCORE 程序包中，堆芯测量数据处理程序为 CEDRIC、MARSOIN、CETACE，它们分别与 SQUALE 程序相应功能模块对应。

由电厂计算机(KIT)形成的堆芯原始测量数据文件，经 SQUALE(或 CEDRIC)程序的测量数据预处理功能模块进行处理，生成堆芯测量数据库。堆芯测量数据库包括堆芯通量图测量得到的各测量管活性数据和表示堆芯状态特征的相关参数。SQUALE(或 CEDRIC)程序的测量数据预处理功能模块能实现下述功能：①读、译 RIC/KIT 文件；②分析及预处理原始测量数据；③写堆芯测量数据库。

堆芯理论计算的功率分布由 SMART 程序(或 NARVAL)完成。然后它可按特定格式形成一套理论数据库提供给 SQUALE(或 MARSOIN)程序。堆芯理论数据库包括下列数据：①所有组件功率；②所有组件的最热棒功率；③测量系统管道内的热和快中子通量密度。通常在控制棒插入堆芯的情况下，堆芯轴向分为几段计算，SQUALE(或 MARSOIN)程序可进行必要的综合计算。理论计算的燃耗步长可取为 1000MW·d/t。功率水平分档为 1.0、0.5 和 0.0，分

别代表的功率范围为 100%~70%、70%~30%和 30%~0。在这些假定的堆芯参数范围内，理论计算的堆芯功率分布变化很小。

SQUALE(或 MARSOIN)程序使用堆芯测量数据库和 SMART(或 NARVAL)程序形成的堆芯理论计算数据库，运用堆芯测量数据的扩展计算方法，可由堆芯少数测点活性数据经二维理论计算的功率分布和活性数据，扩展计算出全堆三维功率分布及其表征堆芯功率分布特性的峰值因子(热通道因子、焓升因子、轴向偏移、功率象限倾斜)等。SQUALE(或 MARSOIN)程序主要的计算结果包括：①理论计算与测量的比较；②为探测装料和(或)组件装配异常现象所做的堆芯对称性判定；③通过热通道峰因子估算而得到关于堆芯安全准则的裕量评估；④为堆外仪表系统(RPN)的刻度提供堆芯内的测量数据。

SQUALE(或 CETACE)程序也可使用其再构造生成的测量数据库，对堆芯循环期间堆芯三维燃耗分布进行跟踪。堆芯三维燃耗分布跟踪基于由堆芯测量得到的三维功率分布。燃耗积分在两张通量图之间完成，并且在这两张通量图之间的时间间隔里功率分布被假设为不变。SQUALE(或 CETACE)程序可模拟一个燃耗循环寿期，在寿期末燃耗积分之后，程序能够根据从测量得到的堆芯燃耗分布来调整 SMART 三维(或 NARVAL 二维)理论模型的堆芯燃耗分布。

ETALONG 程序使用 SQUALE(或 MARSOIN)程序再构造生成的堆芯内测量数据库，包括轴向功率分布 $[P(z)$ 和 $F_{xy}(z)]$ ，热通道因子 (F_Q 和 $F_{\Delta H}$)，控制棒棒位和多节堆外电离室电流等数据，对堆外核功率监测系统刻度，确定用于该系统的刻度系数和刻度矩阵。将这些刻度系数输入该系统并将刻度系数矩阵拷贝输入 LSS 系统，可以对给出堆芯运行图上的堆芯运行状态(功率水平 P_{rel} 和轴向中子通量密度偏差 $\Delta\phi$)进行监测，以及对堆芯轴向功率峰值包络线和 LOCA 裕量监测。

另外，使用 MEDOR 程序可对堆芯硼浓度进行跟踪分析，并给出对堆芯循环长度的预测。堆芯临界硼浓度测量需要每天进行，测量时的堆芯状态由堆芯平均燃耗、堆芯平均功率、平均慢化剂温度、平均氘水平和控制棒的插入等参数来表示，而不同于参考状态的相应值(通常堆芯的参考状态一般为满功率、无棒、平衡氘状态，堆芯的标准硼降曲线是在参考状态下计算得到的)。因此，需对堆芯硼浓度测量值和标准计算值进行比较，包含着堆芯参数变化而引起的反应性变化。所以，考虑到这些变化，测量的硼浓度应被修正。对于一个给定的循环，有大量硼浓度测量值和修正值。MEDOR 程序可以用于完成这些硼浓度测量数据的自动处理。

3.6.4 试验验收准则

试验验收允许精度如下：

- (1) 堆芯临界硼浓度为 $\pm 50.0\text{ppm}$ 。
- (2) 等温温度系数为 $\pm 5.4\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 。
- (3) 控制棒组(束)价值为 $\pm 10\%$ 。
- (4) 硼微分价值为 $\pm 1\text{pcm/ppm}$ 。

(5) 堆芯功率分布计算精度。对反应堆相对功率水平小于 50%FP 时，组件相对功率大于等于 0.9，则相对功率偏差绝对值小于 10%，组件相对功率小于 0.9，则相对功率偏差绝对值小于 15%；对反应堆相对功率水平大于等于 50%FP 时，组件相对功率大于等于 0.9，则相对功率偏差绝对值小于 8%，组件相对功率小于 0.9，则相对功率偏差绝对值小于 5%。

3.7 堆芯换料设计

3.7.1 堆芯燃料管理设计

换料堆芯燃料管理设计主要内容是：按照堆芯换料通知书以及换料堆芯装载方案设计依据和设计准则的要求，确定第 N 循环、第 $N+1$ 循环和第 $N+2$ 循环的堆芯燃料装载方案。

3.7.1.1 N 循环堆芯换料设计

根据核电厂第 N 循环堆芯换料通知书的要求，堆芯换料设计工程师开始第 N 循环堆芯换料设计。

(1) 堆芯换料通知书。主要内容包括：①第 $N-1$ 循环预计停堆燃耗；②第 $N-1$ 循环换料停堆要求的循环燃耗窗口（用于换料堆芯安全评价）；③第 N 循环、第 $N+1$ 循环和第 $N+2$ 循环所要求的循环长度；④第 N 循环可用的新燃料组件的富集度和燃料组件数；⑤第 $N+1$ 循环和第 $N+2$ 循环可用的新燃料组件的富集度和燃料组件数。

(2) 换料堆芯装载方案设计依据和设计准则。①循环长度要满足堆芯换料通知书的要求；②慢化剂温度系数必须是零或负值；③在热态满功率和全提棒状态的堆芯功率分布必须能够满足 $F_{\Delta H}$ 的设计限值要求（对于秦山第二核电厂 $F_{\Delta H}=1.55$ ；对于大亚湾核电厂 18 个月堆芯换料设计 $F_{\Delta H}=1.65$ ）；在热态满功率各种控制棒束插入堆芯状态下堆芯径向功率峰因子必须低于设计限值；④停堆裕量满足设计限值要求；⑤卸料组件最大燃耗必须低于设计限值。

堆芯换料设计工程师按照堆芯装载设计依据和设计准则的要求，运用三维 SMART 程序（二维 NARVAL 程序）进行预示性燃料管理计算，确定第 N 循环堆芯的装载设计。在燃料组件和可燃毒物类型已确定的情况下，堆芯装载方案要确定的内容包括对换料堆芯要确定装入堆芯的新燃料组件数和卸出堆芯相同数目的燃料组件数；确定堆芯装载图，该图要给出新燃料组件在堆芯的位置，已燃耗过燃料组件的再定位，可燃毒物在堆芯和燃料组件中的布置。堆芯装载图满足 1/4 堆芯旋转对称的要求。

(3) 第 N 循环预示性燃料管理计算结果。①预计循环长度和堆芯临界硼浓度随燃耗的变化曲线；②慢化剂温度系数；③堆芯功率与组件燃耗分布和在热态满功率状态下各种控制棒束插入堆芯状态下 F_{xy} ；④停堆裕量；⑤卸料组件最大燃耗；⑥乏燃料的同位素产量。

初步确定的堆芯装载方案只有经过核设计中的堆芯功率能力、反应性控制、反应性系数计算分析及相关专业（如热工水力和安全分析等）的计算分析，认为满足设计依据和设计限值后才能最终确定。

3.7.1.2 $N+1$ 循环堆芯换料设计

按照第 N 循环要求的循环长度，根据第 N 循环预示性燃料管理的寿期末计算结果，堆芯换料设计工程师进行第 $N+1$ 循环的堆芯的装载方案设计。确定的第 $N+1$ 循环堆芯装载方案应满足前述堆芯换料通知书以及换料堆芯装载方案设计依据和设计准则的要求。

第 $N+1$ 循环预示性燃料管理计算结果主要包括预计循环长度和堆芯临界硼浓度随燃耗的变化曲线；慢化剂温度系数；堆芯功率与组件燃耗分布；卸料组件最大燃耗；乏燃料的同位素产量。

3.7.1.3 $N+2$ 循环堆芯换料设计

同前第 $N+1$ 循环堆芯换料设计，按照第 $N+1$ 循环要求的循环长度，根据第 $N+1$ 循环预示性燃料管理的寿期末计算结果，堆芯换料设计工程师进行第 $N+2$ 循环的堆芯的

装载方案设计。确定的第 $N+2$ 循环堆芯装载方案应满足前述堆芯换料通知书以及换料堆芯装载方案设计依据和设计准则的要求。第 $N+2$ 循环预示性燃料管理计算结果内容同前第 $N+1$ 循环的相同。

3.7.2 换料堆芯安全评价

换料堆芯安全评价的主要内容是按照第 $N-1$ 循环换料停堆要求的循环燃耗窗口的要求，依据堆芯燃料管理设计确定的第 N 循环堆芯燃料装载方案和换料堆芯安全分析检查表，对第 N 循环堆芯燃料装载方案进行换料堆芯安全评价计算，给出对第 N 循环堆芯燃料装载方案的安全性评价。

换料堆芯安全评价的基本原理是通过换料堆芯安全评价计算得到通用关键安全参数、特定事故关键安全参数和堆芯功率能力验证关键安全参数，然后将这些关键安全参数计算值与在换料堆芯安全分析检查表中的相应限值进行比较，确定其是否满足安全限值的准则要求。若计算的某一关键安全参数超限，则应对该事故工况进行再评价或者再分析。

有时，在进行第 N 循环换料堆芯安全评价计算前，还需先对第 $N-1$ 循环进行堆芯燃耗跟踪计算，对其理论预测数据与运行实测数据进行比较和跟踪分析，给出运行跟踪分析结果的理论预测数据与运行实测数据比较，当满足相关安全准则要求时给出肯定性评价。

换料堆芯安全评价的结果将按关键安全参数检查一览表的形式给出。它主要包括以下主要参数：堆芯功率分布、最小和最大慢化剂温度系数（绝对值）、最小和最大多卜勒功率系数（绝对值）、最小和最大多卜勒温度系数（绝对值）、最小和最大缓发中子份额、最大瞬发中子寿命、最大反应性引入、最大棒束控制组件价值、最大硼浓度、最小和最大微分硼价值（绝对值）、停堆裕量等。

3.7.2.1 通用关键安全参数

换料堆芯通用关键安全参数的安全评价包括以下两个方面：

(1) 运行参数。它主要包括堆芯热功率、平均线功率密度，名义工况下堆芯压力、冷却剂温度、热工水力设计流量、热工水力设计 DNBR 关系式和其限值、电厂参数不确定性、燃料组件型式和²³⁵U 富集度组件及最大组件卸料燃耗、堆芯控制的运行图和控制棒组插入限；

(2) 动力学参数。它主要包括：慢化剂密度系数、多卜勒温度系数、多卜勒功率系数、有效缓发中子份额、瞬发中子寿命、 $(N-1)$ 组棒的归一化反应性引入、棒组 D 的最大微分价值。

3.7.2.2 特定事故关键安全参数

换料堆芯特定事故关键安全参数的安全评价包括与堆芯燃料装载方案密切相关的以下主要事故：①硼稀释事故；②次临界或启动时棒组失控提出；③功率运行时单棒束提出；④落棒事故；⑤弹棒事故；⑥主蒸汽管道断裂事故。

3.7.2.3 堆芯功率能力验证

换料堆芯功率能力的安全评价包括以下两个方面：

(1) I 类工况验证。它主要包括：二维堆芯径向功率峰因子 F_{xy} 、焓升因子 $F_{\Delta H}$ 包络曲线、I 类工况 DNBR 裕量、失水事故 LOCA 限值验证。

(2) II 类工况验证。它主要包括超温 ΔT 验证和超功率 ΔT 验证。

3.7.2.4 事故再分析或再评价

有些关键安全参数若超限，可通过相应技术规格书的修改加以控制，如慢化剂密度系数。若计算的与某一事故分析相关的某一关键安全参数超限，则可通过利用与该事故分析

相关的其他关键安全参数的裕量,直接给出该事故安全方面的肯定性评价。如果可利用的与该事故分析相关的其他关键安全参数的裕量较小或无法明确给出该事故安全方面的肯定性评价,则需进一步对该事故做详细的再分析工作,以求得到对该事故安全方面的肯定性结论。

3.7.3 换料堆芯核设计

换料堆芯核设计的主要内容是:按照堆芯核设计的要求,依据堆芯燃料管理设计确定的第 N 循环堆芯燃料装载方案和堆芯核设计的设计依据与设计准则,给出第 N 循环换料堆芯核设计计算所要全部结果。换料堆芯核设计的主要内容如下:

(1) 换料堆芯。换料堆芯包括如下内容:换料堆芯设计参数、换料燃料组件和燃料棒、第 N 循环堆芯换料说明及堆芯燃料装载方案、控制棒的位置、中子源位置、阻力塞组件、热电偶位置、可移动探测器位置、燃料组件格架位置、堆外探测器。

(2) 堆芯燃耗。堆芯燃耗计算给出随堆芯燃耗变化的堆芯径向和轴向的功率和燃耗分布,给出本循环寿期末乏燃料的同位素产量。

(3) 堆芯功率能力。堆芯功率能力分析包括如下内容:①运行模式(对于秦山第二核电站采用 MODE-A 运行模式;对于大亚湾核电站采用 MODE-G 运行模式)描述;②负荷跟踪描述,给出计算得到的各燃耗时刻不同功率水平时的控制棒刻度曲线;③给出正常运行工况(I类工况)运行图;④给出主调节棒(或温度调节棒)的“咬量”位置和建议运行位置、控制棒的插入限值和随燃耗变化的参考轴向功率偏移目标值 AO_{ref} ;⑤给出正常运行工况(I类工况)LOCA 包络线验证结果;⑥给出II类工况超功率保护梯形图。

(4) 反应性系数。反应性系数计算包括如下内容:慢化剂温度系数、多卜勒功率系数、总功率系数、微分硼价值等。

(5) 反应性控制。反应性控制计算包括如下内容:堆芯各燃耗时刻全提棒和平衡氙状态下不同功率水平时的临界硼浓度、不同运行工况时的堆芯硼浓度、冷和热停堆时不同堆芯状态的所需的最小停堆硼浓度、满功率和零功率状态下各燃耗时刻控制棒组的微分和积分价值、满功率和零功率状态下各燃耗时刻各控制棒组插入时的堆芯径向功率分布、停堆裕量分析等。

(6) 动力学参数、启动试验和负荷跟踪所需数据。动力学参数、启动试验和负荷跟踪所需数据计算包括如下内容:①寿期初、中、末 6 组先驱核缓发中子份额、先驱核衰变常数、瞬发中子寿命和每种裂变核素产生的中子数、寿期初、中、末以倍增时间为函数的堆芯反应性;②反应堆在不同功率水平下运行后功率水平变化引起的氙毒和钐毒的动态响应特性曲线;③用于启动试验所需数据的各控制棒组提出或插入状态下堆芯功率分布、各控制棒组价值及临界硼浓度;④用于负荷跟踪所需的各燃耗时刻主调节棒组(或温度调节棒组)插入堆芯时的径向功率分布;⑤用于堆芯功率分布测量数据处理所需的各种堆芯状态下的堆芯理论数据库。

3.7.4 启动物理试验数据

换料堆芯启动物理试验所需数据的主要内容是根据核电站通知的第 $N-1$ 循环实际停堆燃耗和停堆状态,最终生成第 $N-1$ 循环实测跟踪计算数据库(包括第 $N-1$ 循环堆芯功率运行历史和实测燃耗分布)。以此为基础,计算给出第 N 循环启动物理试验所需的各参数理论预计值,这些数据将与启动期间的测量值进行比较。依据换料堆芯启动物理试

验的验收准则,启动物理试验各参数的理论预计值与反应堆启动期间的各参数测量值的比较结果将决定第 N 循环启动物理试验的进程。

由于各核电站反应堆启动物理试验的内容不尽相同,以秦山第二核电站为例,下面给出启动物理试验所需的各物理参数。

3.7.4.1 临界硼浓度和硼微分价值

临界硼浓度和硼微分价值计算包括如下内容:①在热态满功率和全提棒状态下堆芯临界硼浓度随燃耗的变化曲线;②硼微分价值随硼浓度的变化;③在寿期初和寿期初平衡氙几种不同控制棒插入情况的临界硼浓度。

3.7.4.2 控制棒组积分和微分价值

控制棒组积分和微分价值计算包括如下内容:①在寿期初、热态零功率、无氙毒工况下控制棒组 D、C、B、A、S 的微分和积分价值以及控制棒组 D 插入时控制棒组 C 的微分和积分价值;②在寿期初、热态满功率、平衡氙工况下控制棒组 D 的微分和积分价值;③在寿期初、热态零功率、无氙毒工况和寿期初、热态满功率、平衡氙工况下控制棒组 D、C、B、A 重叠插入时微分和积分价值;④调节棒组 D、C、B、A 在寿期初、热态零功率工况下反应堆临界棒位时的积分价值和相应各棒组对应的棒位。

3.7.4.3 反应性仪参数

反应性仪参数计算包括如下内容:①寿期初、热态零功率、无氙毒工况和寿期初、热态满功率、平衡氙工况下的缓发中子常数和 ^{235}U 、 ^{238}U 和 ^{239}Pu 的裂变比以及快、热中子的裂变比;②寿期初、热态零功率、无氙毒工况和寿期初、热态满功率、平衡氙工况下反应性随倍增时间的变化;③多卜勒发热点中间量程测量通道和功率量程测量通道的电流值。

3.7.4.4 反应性系数

反应性系数计算包括如下内容:①寿期初、热态零功率、无氙毒工况下几种插棒状态的等温温度系数、多卜勒温度系数和慢化剂温度系数;②寿期初、热态零功率和寿期初平衡氙、热态满功率两种工况下堆芯慢化剂平均温度变化引起的等温温度系数修正量;③寿期初慢化剂温度系数随堆芯功率水平变化的修正量和慢化剂温度系数随硼浓度的变化率;④寿期初工况下堆芯从冷停堆向热停堆过渡中的慢化剂温度亏损;⑤寿期初工况下的多卜勒功率系数和多卜勒功率亏损;⑥寿期初平衡氙、热态满功率、平衡氙、全提棒工况下等温温度系数与多卜勒功率系数的比值;⑦用于寿期初、热态零功率、无氙毒工况下慢化剂温度系数为正时须考虑的控制棒抽出限和控制棒抽出限表达式适用的功率水平和燃耗范围。

3.7.4.5 堆芯功率分布

堆芯功率分布计算包括如下内容:①寿期初、热态满功率和寿期初平衡氙、热态满功率两种工况下各种插棒状态的 $F_{\Delta H}$ 计算值;②平衡氙状态的参考轴向功率偏移 AO_{ref} 随堆芯燃耗的变化;③各种堆芯启动物理试验工况下的堆芯径向功率分布;④寿期初、热态零功率、无氙毒状态下的堆芯轴向功率分布。

3.7.4.6 首次周期刻度试验参数

首次周期刻度试验参数计算包括如下内容:①寿期初平衡氙、热态满功率工况下的控制棒刻度曲线;②在寿期初平衡氙、3000和6000MW·d/t 状态下功率以 2%FP/min、3%FP/min 和 5%FP/min 的速率从 100%FP 降到 50%FP,并持续 15min 的热备用状态后由氙引入的负反应性;③计算并拟合得到的以相对功率水平、硼浓度和慢化剂温差为函数的

等温温度系数的计算公式。

4 反应堆热工水力设计

反应堆堆芯热工水力设计对保证核电厂的安全运行至关重要，其任务是提供一组与堆芯功率分布相一致的热传输参数，使其满足设计准则并能充分地安全地导出堆芯热量，保证核电厂安全发电，因此，热工水力设计应确定反应堆热工水力特性参数；反应堆额定运行点；为保护系统设计所确定的反应堆运行图：预期瞬态的堆芯热工水力状态。

本书以秦山第二核电厂及大亚湾核电厂为例，介绍核电站反应堆热工水力设计及相关问题。秦山第二核电厂反应堆冷却剂温度与功率的关系见图 2.2-53。表 2.2-37 所示为秦山第二核电厂和大亚湾核电厂反应堆的热工水力特性参数。

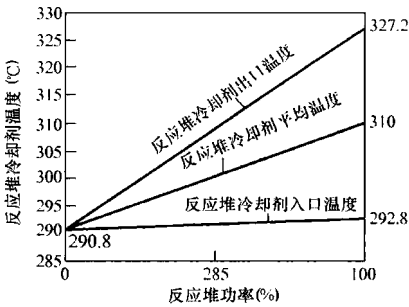


图 2.2-53 秦山第二核电厂反应堆冷却剂温度与功率关系

表 2.2-37 核电厂热工水力设计参数比较

设计参数		大亚湾核电厂	秦山第二核电厂
反应堆堆芯额定热功率 (MWt)		2895	1930
环路数 (条)		3	2
系统压力 (名义值) (MPa)		15.5	15.5
系统压力 (最小稳态值) (MPa)		15.3	15.3
燃料组件数 (组)		157	121
燃料组件类型		AFA 2G	AFA 2G
燃料所产生的热量份额 (%)		97.4	97.4
名义工况下最小 DNBR (不考虑不确定性)		2.08	2.30
对设计瞬态的最小 DNBR		>1.22	>1.23
对失流量瞬态的最小 DNBR		>1.23	>1.24
DNB 关系式		WRB-1	WRB-1
总的热工水力设计流量 (m ³ /h)		68 520	46 640
传热有效流通面积 (m ²)		3.87	2.99
沿燃料棒的平均流速 (m/s)		4.9	4.3
平均质量流速 [g/(cm ² ·s)]		342	300
冷却剂温度	堆芯入口温度 (°C)	292.4	292.8
	反应堆压力容器内的平均温升 (°C)	35.2	34.4
	堆芯内的平均温升 (°C)	37.4	36.8
	堆芯内的平均温度 (°C)	311.1	311.2
	反应堆压力容器内的平均温度 (°C)	310.0	310.0
传 热	堆芯传热表面积 (m ²)	4519	3487
	平均热流密度 (W/cm ²)	62.4	53.9
	名义工况下最大热流密度 (W/cm ²)	140.4 (F _q =2.25)	126.7 (F _q =2.35)
	平均线功率密度 (W/cm)	186.0	160.9
	名义工况下峰值线功率密度 (W/cm)	418.5 (F _q =2.25)	378.1 (F _q =2.35)
	因超功率瞬态及操纵员失误引起的峰值线功率密度 (W/cm) (假定最大超功率为 118%)	<590.0	<590.0
	防止燃料中心熔化的峰值线功率密度 (W/cm)	≈700	≈700
	功率密度 (kW/L) (热态尺寸)	107.2	92.8
	比功率 (kW/kg) (U)	40.0	34.6
在峰值线功率密度下防止燃料中心熔化的燃料中心峰值温度 (°C)		2590	2590
最佳估计流量下压降	堆芯压降 (MPa)	0.156±10%	0.144±10%
	反应堆压力容器压降 (包括管嘴) (MPa)	0.307 ^{+15%} _{-10%}	0.265 ^{+15%} _{-10%}

4.1 设计基准

4.1.1 设计准则

反应堆堆芯热工和水力设计的总的目的是提供足够的与堆芯发热分布相适应的输热能力,使得由反应堆冷却剂系统或安注系统(当应用时)带走的热量能确保满足下述性能和安全准则的要求。

(1) 工况Ⅰ、Ⅱ中,预计不出现燃料破损(定义为裂变产物穿透屏障即燃料棒包壳)。然而,不能排除很少量燃料棒的破损,但这些破损不应超出电厂放射性废物净化系统的处理能力,并符合电厂的设计依据。

(2) 工况Ⅲ仅有小份额的燃料棒破损。虽然可能发生燃料棒破损,反应堆又不能立即恢复运行,但仍能使反应堆返回安全停堆状态,并能顺利排出堆芯余热。

(3) 在发生工况Ⅳ所引起的瞬态时,反应堆能返回安全停堆状态,并维持次临界,并仍具有可接受的传热几何形状和排出堆芯余热的能力。

为了满足上述准则,建立了下述反应堆堆芯的热工水力设计基准。

4.1.2 偏离泡核沸腾(DNB)的设计基准

在工况Ⅰ和工况Ⅱ时,堆芯受限燃料棒不发生偏离泡核沸腾的概率在95%的置信水平上至少为95%。

这个基准要求满足:对于WRB-1关系式(计算临界热流密度),当燃料棒为新燃料时,受限燃料棒的最小偏离泡核沸腾比(MDNBR)的限值为1.17。当燃料寿期内考虑发生棒弯曲的影响时将需要计入DNBR的亏损。

4.1.3 燃料温度的设计基准

在Ⅰ、Ⅱ类工况下,堆芯具有峰值线功率密度的燃料棒不导致 UO_2 达到熔化温度的概率在95%置信水平上至少为95%。未辐照过的 UO_2 熔化温度为2800℃,燃料每增加10000MW·d/tU,其值降低32℃。防止 UO_2 熔化,就能维持燃料的几何形状,并消除熔化的 UO_2 对包壳可能产生的不利影响。为了防止中心熔化,并作为超功率系统整定值的基准,设计中选定计算的燃料棒中心温度不得超过2590℃。为确保不超过这个限值,保守地规定在最大超功率事故(工况Ⅱ)下,堆芯热点处的最大线功率密度必须小于590W/cm。

4.1.4 堆芯流量的设计基准

设计必须保证正常运行工况下,堆芯燃料棒和需冷却的其他构件能得到充分冷却,保证在事故工况下有足够多的冷却剂排出堆芯余热。为此,堆芯热工水力设计应采用热工水力设计流量(最小流量)。堆芯总旁流流量(包括导向管冷却流量、上封头冷却流量、堆芯围板和吊篮间的旁流、外围空隙旁流及压力容器出口管嘴的泄漏等)要有一个最大的设计限值,以保证燃料棒的冷却。秦山第二核电厂和大亚湾核电厂该设计限值为6.5%。

4.1.5 水力学稳定性的设计基准

在Ⅰ、Ⅱ类工况下,不会导致堆芯水力学不稳定。

4.1.6 其他考虑

除上述设计基准外,反应堆热工水力设计还必须遵守与其有关的电厂系统或部件的安全设计限值,如主冷却剂系统压力限值、堆运行的物理限值等。

这里应着重指出的是堆运行的物理限值,它通过设置超温 ΔT 保护通道来保护堆芯在Ⅰ、Ⅱ类工况下不发生偏离泡核沸腾。超温 ΔT 保护系统就是根据一定的保护函数进行在线保护。这个保护函数是通过DNB事件敏感的堆芯轴向

和径向功率分布研究分析确定的。而堆芯运行控制模式是堆芯功率分布的决定因素。

4.2 堆芯热工水力设计

反应堆堆芯热工水力设计的目的是确定堆芯所有子通道中的最大输热能力,并证明在综合了工程和核效应后还不超过技术规格书中规定的堆芯安全限值。热工水力设计中要考虑尺寸、功率产生、流量再分配和搅混的局部变化。

4.2.1 临界热流密度关系式

偏离泡核沸腾是一种水力学和热力学的组合现象。当燃料棒以很高的热流密度加热流动中的冷却剂时,将使棒包壳表面的温度超过冷却剂的饱和温度,形成泡核沸腾。当热流密度高到某一值时,局部流动状况恶化,棒表面被汽膜所覆盖,传热恶化而使棒表面温度急剧上升,产生所谓偏离泡核沸腾(DNB)。发生DNB时,由于很高的棒表面温度将导致氧化作用和锆-水反应而使包壳破损,甚至造成包壳材料熔化。

发生DNB时的表面热流密度称为临界热流密度。临界热流密度关系式是预计堆芯局部位置发生DNB时热流密度值(即临界热流密度值)的工具,有了这个值才能预计出该位置的DNBR值。

临界热流密度关系式涉及堆芯类型、参数范围,以及燃料元件结构形式等因素,目前尚未提出一个完善的理论计算公式,因而在进行反应堆热工水力设计时还不得不用由实验结果整理出来的经验关系式。

4.2.1.1 WRB-1关系式

WRB-1关系式是美国西屋公司由“R”格架和“L”格架实验数据整理发展而来的,这些实验是在纽约哥伦比亚大学的高压水回路上完成的。为确定AFA型燃料组件DNB特性,法国原子能委员会(CEA)利用格勒诺布尔OMEGA回路进行了一系列试验。试验结果证明WRB-1关系式可以应用于法国的AFA型定位格架。

WRB-1关系式表示为

$$q''_{WRB-1} = F_d + A_1 + B_3 G - B_4 G X_e \quad (2.2-10)$$

式中

$$A_1 = A_{12} L_c + A_{13} p + A_{15} \tanh[A_{16}(d_g + I_{sp}) +$$

$$A_{17}] + A_{19} D_h + A_{22} D_e$$

$$B_4 = B_{42} p + B_{43} L_c p + B_{44} L_c + B_{45} p^2$$

q''_{WRB-1} 为由WRB-1关系式预期的均匀加热临界热流密度,单位为W/m²;G为局部冷却剂质量流速,单位为kg/(m²·h); X_e 为局部平衡态含汽量,无量纲;p为运行压力,单位为MPa; d_g 为DNB计算点到上游格架的距离,单位为cm; I_{sp} 为格架间距,单位为cm; D_h 为热当量直径,单位为cm; D_e 为水力当量直径,单位为cm; L_c 是从发热起点到DNB点的长度,单位为cm; F_d 、 A_{12} 、 A_{13} 、 A_{15} 、 A_{16} 、 A_{17} 、 A_{19} 、 A_{22} 、 B_3 、 B_{42} 、 B_{43} 、 B_{44} 和 B_{45} 等为常数。

WRB-1关系式适用范围为 $9.93 \leq p \leq 17.11$ MPa; $-0.20 \leq X_e \leq 0.30$; $122 \text{ g}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s}) \leq G \leq 502 \text{ g}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$; $0.94 \text{ cm} \leq D_e \leq 1.50 \text{ cm}$; $1.17 \text{ cm} \leq D_h \leq 1.50 \text{ cm}$; $33.0 \leq I_{sp} \leq 80.3 \text{ cm}$; $0 \leq d_g \leq I_{sp}$ 。

4.2.1.2 DNBR定义

DNBR为非均匀加热临界热流密度与局部热流密度之比,称为偏离泡核沸腾比。其表达式为

$$\text{DNBR} = \frac{q''_{\text{DNB},N}}{q''_{\text{LOC}}} \quad (2.2-11)$$

$$q''_{\text{DNB},N} = \frac{q''_{\text{WRB-1}}}{F_s}$$

式中: $q''_{\text{DNB},N}$ 为非均匀加热临界热流密度, W/m^2 ; q''_{LOC} 为局部热流密度, W/m^2 ; $q''_{\text{WRB-1}}$ 为由 WRB-1 关系式预期的均匀加热临界热流密度, W/m^2 ; F_s 为计算非均匀加热轴向热流密度分布的形状修正因子, 无量纲。

F_s 计算公式如下, 即

$$F_s = \frac{C}{q(Z_{\text{DNB},N})[1 - \exp(-CZ_{\text{DNB},eu})]} \times \int_0^{Z_{\text{DNB},N}} q(Z) \exp[-C(Z_{\text{DNB},N} - Z)] dz \quad (2.2-12)$$

$$C = 12.64 \frac{(1 - X_{\text{DNB}})^{4.31}}{(G \times 10^{-6})^{0.478}}$$

式中: $Z_{\text{DNB},N}$ 为非均匀加热热流密度时堆芯进口至计算点的距离, m ; $Z_{\text{DNB},eu}$ 为均匀加热热流密度时堆芯进口到计算点的距离, m ; $q(Z)$ 为轴向坐标 Z 处元件表面热流密度, W/m^2 ; Z 为轴向坐标, m ; X_{DNB} 为计算点 $Z_{\text{DNB},N}$ 处的局部平衡态含汽量, 无量纲; G 为局部冷却剂质量流速, $\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{s})$ 。

4.2.1.3 DNBR 设计限值

DNBR 设计限值应考虑临界热流密度关系式的 DNBR 使用限值和燃料棒弯曲带来的 DNBR 亏损影响:

(1) 临界热流密度关系式 DNBR 限值。对所建立的 DNB 关系式, 根据整理该关系式 DNB 实验数据的统计分析, DNBR 限值是在 95% 置信度上不发生 DNB 的概率为 95% 时的那个 DNBR 值。

根据 WRB-1 关系式预计临界热流密度的准确性, 确定出的 DNBR 的限值为 1.17。FC 关系式的该限值为 1.15。

在 OMEGA 回路上获得的一系列实验数据表明, 对于 AFA 型组件, 采用 WRB-1 关系式计算 DNB 不需要作任何修改, 也不需要原限值 1.17 进行修正。

(2) 燃料棒弯曲 DNBR 亏损。燃料棒弯曲会对临界热流密产生影响, 从而带来 DNBR 亏损, 将亏损考虑到 DNBR 限值中。有关燃料棒弯曲对临界热流密的影响将在下面阐述。

4.2.1.4 燃料棒弯曲对临界热流密度的影响

对辐照过的燃料组件观察研究发现, DNB 受棒弯曲影响。燃料棒受辐照后发生弯曲变形, 偏离通道名义位置, 流道结构形式发生变化, 从而导致 DNB 点的传热状况更为恶化。

在设计分析中应用的棒弯曲 DNBR 亏损因子来源于以下棒弯曲 DNB 实验结果和法马通公司的棒弯曲的经验模型两个主要研究结果。

(1) 棒弯曲 DNB 实验结果。棒弯曲 DNB 实验模型定义 DNBR 亏损因子为栅格变化的函数, 栅格变量用棒间隙相对闭合率表征, 即 $\frac{\Delta C}{C_0} = \frac{C_0 - C}{C_0}$, 这里 C_0 是名义棒间隙, C 是实际棒间隙。图 2.2-54 所示为 $\frac{\Delta C}{C_0}$ 与棒位的关系。

这个模型是以三种相对闭合率 (50%、85% 和 100%) 下的 DNB 实验数据为基础的。这些实验是在哥伦比亚大学

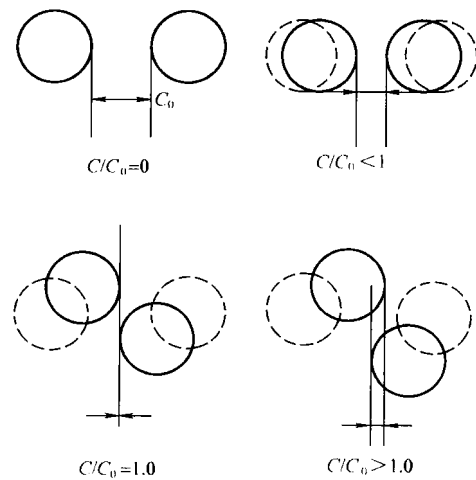


图 2.2-54 相对闭合率 ($\Delta C/C_0$) 与棒位的关系

完成的。

对于相对闭合率为 50% 的情况, 实验证明, 当闭合率小于 50% 时, 即燃料棒中度弯曲对 DNBR 裕量没有明显的不利影响。用哥伦比亚大学的实验数据可以证实, 当通道闭合率小于或等于 50% 时, 法马通的反应堆没有棒弯曲亏损。这是因为临界热流密度对试验段的几何形状较敏感, 而对棒弯曲的影响却不大。

对于相对闭合率为 85% 的情况, 实验结果表明: 在极限运行工况下, 满流量时的最大 DNBR 亏损因子为 11.4%; 对三环路中的二环路运行或失流事故工况下, DNBR 亏损因子稍大 (为 14%)。

对于接触时的亏损因子 (闭合率为 100%), 在高压和高热流密度的保守堆芯条件下, 设计中应用的棒弯曲接触亏损因子为 32%。

从以上结果得到的 DNBR 亏损规律图见图 2.2-55, 它是 $\frac{\Delta C}{C_0}$ 的函数。

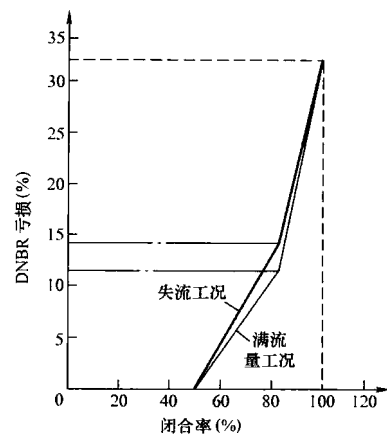


图 2.2-55 DNBR 亏损随闭合率变化曲线

(2) 棒弯曲经验模型。这个经验模型是针对有 8 个格架的 17×17 燃料组件, 可以将其几何变形表示为燃料的函数, 该函数是以通过检查辐照过的燃料棒所获的数据为基础得到的。

法马通燃料部通过观察辐照过的 17×17 燃料组件, 导出了一个作为燃料函数的棒弯曲模型。这个模型是一个包络规律模型, 它给出了相对间隙闭合率 $\frac{\Delta C}{C_0}$ 与堆芯一个区域平均燃料的函数关系。这个限值曲线见图 2.2-56。

(3) 作为燃料函数的 DNBR 亏损。根据图 2.2-56 燃料与相对间隙闭合率的关系曲线和图 2.2-55 相对间隙闭合率与 DNBR 亏损的关系曲线就得到不同燃料下的 DNBR 亏损因子。

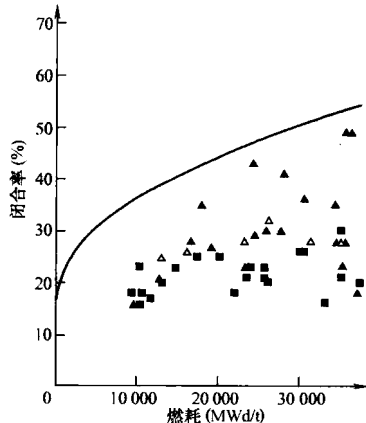


图 2.2-56 棒间闭合率随燃料变化经验模型

秦山第二核电厂最大区燃料为 36 000MWd/MtU, 其满流量时事故分析的 DNBR 亏损因子为 4.8%, 而失流事故分析时的 DNBR 亏损因子为 5.8%。

WRB-1 关系式考虑这一亏损后 DNBR 的限值是:
满流量时, DNBR 准则值为

$$1.17 \times \frac{1}{1-0.048} = 1.23 \quad (2.2-13)$$

失流时, DNBR 准则值为

$$1.17 \times \frac{1}{1-0.058} = 1.24 \quad (2.2-14)$$

4.2.1.5 冷却剂流动阻塞对临界热流密度的影响

在发生 DNB 危险的计算中没有考虑由下述原因引起的局部流动阻塞。

(1) 由于格架具有蜂窝状结构, 其作用好像是过滤器, 用来过滤那些逃脱了管制的碎片或小物件。如果这种游动中的小物件确实存在, 由于堆芯冷却剂向上流动, 故它们很可能是落在下部格架上, 但这里离相应于最小 DNBR 值的区域还很远。Grenoble 核研究中心所进行的一系列实验表明, 可以在实验的棒束上详尽地观察到这一过程。在第一个格架内可以找到预先洒在试验回路内玻璃纤维粒子的 70%, 第二个格架内为 20%, 第三个格架内为 10%, 再往上的格架就不会受到影响了。

(2) 尽管由于上述原因不大可能发生这种情况, 但还是在具有最小 DNBR 值的区域内进行了流动阻塞实验。偶尔观察到临界热流密度稍有增加。

该实验是在高压下进行的, 流量范围很宽, 格架的设计几乎与秦山第二核电厂反应堆上的格架相同。热通道在上面两个格架的高度上部分阻塞, 这正是在实验中发生 DNB 的区域。

用来阻塞流道的物件代表了碎片大小和形状的合理上限, 这种碎片可以通过棒循环, 但不能通过格架。所用的物件是圆柱体, 其直径大小使之与热通道周围的四根棒相切。这相当于流道面积的 63% 被阻塞。

为比较在有阻塞情况下进行的两类试验所选定的参数 δ , 其定义为

$$\delta = \frac{(M/P)_y - (M/P)_n}{(M/P)_n} \quad (2.2-15)$$

式中: M 、 P 为临界热流密度的测量值和预计值。

大多数试验得出的 δ 值是负的, 联系到流动阻塞, 这表示一种收益。

对高含汽率而言, 这种收益平均约为 6%, 对低含汽率来说, 这种收益很小或没有影响。

实际上, 秦山第二核电厂与大亚湾核电厂在燃料组件下管座下加了滤网, 防止碎片或小物件进入堆芯引起堵塞。因此, 上述流动阻塞情况几乎是不存在的, 分析结论也是相当保守的。

4.2.2 堆芯热工水力分析程序

堆芯热工水力性能分析采用 FLICA-F 程序。该程序是一个三维堆芯子通道分析程序, 它适用于压水堆热工水力设计计算。程序允许稳态时通道内的流体为单相或两相流动。在程序中所用的 DNB 关系式考虑了流体的局部参数, 在最热通道中可更详尽地计算这些物性参数。程序将通道间的功率分布和入口流量分布迭加在一起, 同时考虑通道间的流动交混合流量再分配来确定热通道的特性。

该程序可给出每个划分网格节点上热工水力参数, 包括冷却剂温度、压力、焓、含汽量、空泡份额、热流密度和流量, 确定出堆芯的 DNBR 分布, 并给出 MDNBR 值。

4.2.2.1 方程

FLICA III-F 程序所使用的基本热工水力方程有质量平衡方程、动量平衡方程 (三个坐标轴方向) 和能量平衡方程。

程序中还包含描述物理模型或关系式的附加方程式, 包括液相能量平衡方程 (两相流计算时确定局部含汽量)、燃料棒和包壳的导热方程和子通道间热交换方程。

4.2.2.2 物理模型

该程序包含流体单相或两相流动以及传热物理模型。

在流体两相流动情况下, 两相流体特性用其流体 (质量、动量、能量) 的平均参数和热力学不平衡模型来表征。热力学不平衡模型可以确定欠热状态下局部沸腾液体的焓值。

两相流模型采用具有滑速的均匀模型。两相的情况用容积和空泡份额来描述, 并假定它们的平均流速与滑速关系式相关。该模型由四个滑速方程组成, 并考虑了欠热状态下的局部沸腾。

传热方程包含相间不平衡模型, 可以计算局部沸腾。并用液相能量平衡方程中的再凝结系数 K_v 来确定局部沸腾的真实含汽量。

(1) 摩擦因子 f 。摩擦因子 f 包括以下两部分, 即

$$f = f_{sp} Y(a, G, \Phi) \quad (2.2-16)$$

式中: f_{sp} 为单相流摩擦因子; $Y(a, G, \Phi)$ 为两相流修正因子。

单相流摩擦因子 f_{sp} 也包括以下两部分, 即

$$f_{sp} = f_{iso} A(\Phi) \quad (2.2-17)$$

式中: f_{iso} 为等温摩擦因子; $A(\Phi)$ 为考虑了热流密度影响 (在棒附近黏度减小) 的修正因子。

f_{iso} 用三种模型描述: ①对于层流, $f = \frac{64}{Re}$; ②对于湍流, 采用 Colburn 模型; ③对于中间情况, 在前两种模型之间内插。

(2) 空泡份额。利用滑移模型可由真实含汽量值计算出空泡份额。

空泡份额 α 与真实含汽量 χ 和滑移系数 γ 之间的关系可表示为

$$\gamma = \frac{x}{1-x} \frac{\rho_l}{\rho_g} \frac{1-\alpha}{\alpha} \quad (2.2-18)$$

式中: ρ_l 为液体密度, kg/m^3 ; ρ_g 为蒸汽密度, kg/m^3 。

根据 HTFS 滑移模型, 通过依赖于质量流速和物性指数 A 的数据表就可确定 γ 。物性指数 A 表示为

$$A = \frac{\rho_g}{\rho_l} \left(\frac{\mu_l}{\mu_g} \right)^{0.2} \quad (2.2-19)$$

式中: μ_l 为液体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; μ_g 为蒸汽黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

(3) 子通道间交混。在程序中用湍流粘性系数 μ_T 和湍流扩散系数 K_T 描述通道间湍流动量和湍流焓的交换。并忽略在主流方向湍流导热和扩散。

在燃料棒间, 无论是由 4 个相邻燃料棒组成的典型通道, 还是由控制棒导向管与相邻燃料棒组成的导向管通道, 这些子通道都是与相邻通道连通的。这样在相邻通道之间就存在着能量、质量和动量的相互交换 (即交混)。通道之间的交混效应使热通道焓升降低。

μ_T 、 K_T 两个系数的计算式为

$$\mu_T = \mu_l [1 + M_T f(Re_T)]$$

$$K_T = K_L [1 + K_T f(Re_T)]$$

$$f(Re_T) = \max(0, Re_T - 3000)$$

$$Re_T = GL_T / \mu_l \quad (2.2-20)$$

式中: G 、 μ_l 和 L_T 为两个相邻通道之间质量流速、黏度系数和水力当量直径的平均值。

K_L 以普朗特数 Pr 的函数形式输入。在设计中, K_T 和 M_T 的值分别保守地取 0.043 和 0.0。在法国 OMEGA 回路上, 对 AFA 格架和典型栅元, 进行了 4 个搅混试验, 得出搅混系数 K_T 的平均值为 0.08。这个值 (没有考虑实验误差) 与标准格架和典型栅元得出的搅混系数 K_T 值 (0.077) 是相同的, 这是因为这两种格架具有相同的搅混翼。

对 AFA 格架和导向管栅元, 没有测量搅混系数 K_T 。然而, 如果不计对 AFA 组件导向管栅元的修改 (AFA 格架外围由 4 个单搅混翼取代标准格架的 8 个单搅混翼), 则带导向管栅元格架的搅混翼在 AFA 和标准组件之间也是相同的。

因此, AFA 格架导向管栅元的搅混系数 K_T 值与标准格架的搅混系数 K_T 测量值 0.092 略有不同 (可能稍低)。

对这两种栅元, 以上实验提供的搅混系数 K_T 远大于 FLICA-F 程序计算所用的设计值 0.043。这都说明了设计取值是保守的。

4.2.2.3 堆芯描述

(1) 堆芯径向描述。堆芯热工水力性能分析要将堆芯划分为若干子通道。通道划分对通道类型及大小并没有严格的限制, 可以根据计算需要作不同的划分。因此, 有些子通道可以是一个典型栅元或导向管栅元, 有些子通道可以是几个栅元的组合, 有些子通道也可以是一个组件或几个组件的组合。

根据秦山第二核电厂堆芯热工水力设计计算的需要, 采用了下列两种划分方法:

1) 为了描述堆芯径向和轴向焓场和流场分布, 利用堆芯功率分布对称的条件, 只分析堆芯 1/8 即可代表全堆芯热工水力性能。

在分析中采用的 1/8 堆芯通道划分见图 2.2-57。其中通道 1 为热通道。

1					
2	8				
3	9	14			
4	10	15	18		
5	11	16	19	21	
6	12	17	20		
7	13				

图 2.2-57 焓场和流场分析堆芯子通道划分图

2) 为了计算堆芯 DNBR, 采用图 2.2-58 所示通道划分方法。这种通道划分方法称为“一步法”。为求得中心热组件中的热工水力参数, 特别是堆芯即 MDNBR, 划分子通道时将中心组件作了精细划分, 如图 2.2-59 所示。

	30	37			
	31	38			
	32	39	49		
	33	40	43	50	
	34	41	44	45	51
	35	42	47	48	
	36	46			

图 2.2-58 DNBR 分析堆芯子通道划分图

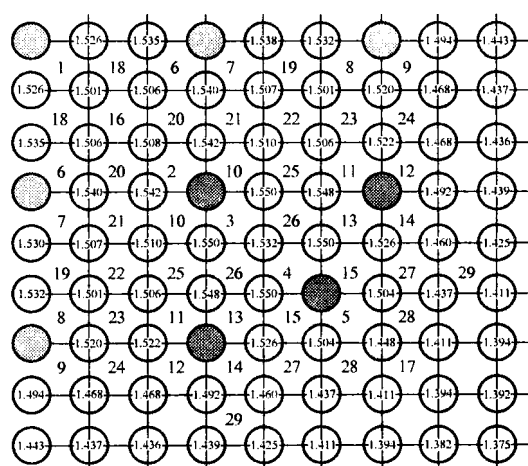


图 2.2-59 1/4 热组件径向功率分布图及子通道划分图

大亚湾核电厂堆芯子通道划分与秦山第二核电厂相类似, 仅通道数不同, 如堆芯 DNBR 计算划分 56 个通道。但堆芯中心热组件通道划分二者是相同的。

(2) 堆芯轴向描述。对堆芯轴向描述是将轴向高度划分成若干轴向段, 由轴向段数和段长度两个量来描述。在轴向划分时应注意: ①加热段开始和结束处都有节点对应; ②每个格架下端也分别对应一个节点。

4.2.2.4 程序计算

根据程序使用手册准备程序输入数据表。输入数据所涉及的基本资料如下:

(1) 系统运行参数。堆的额定运行工况数据, 包括堆芯热功率、设计流量、堆芯冷却剂入口温度、系统运行压力及

旁流量等重要数据。

(2) 机械设计数据。包括燃料组件类型、组件及各栅元的几何数据和形阻损失系数、燃料棒及活性段长度、有关格架的数据,以及各相关图纸等一系列重要的机械设计资料。

(3) 堆芯核设计参数。包括堆芯径向功率分布和轴向功率分布。

在准备轴向和径向功率分布输入数据时,按输入要求进行轴向段划分。对径向功率分布要进行归一化处理。

4.2.3 热通道因子

堆芯平均参数或堆芯平均流动通道中的参数(热流密度、冷却剂温度等)可容易地由总的热输出、堆芯流量、几何参数等确定。虽然堆芯热工水力性能不受平均状态的限制,但却受最恶劣状态的限制。所以,在堆芯设计中,确定堆芯局部与平均状态关系的若干个热通道因子是相当有用的。

4.2.3.1 热通道因子分类

总的热流密度热通道因子 F_Q 和总的焓升热通道因子 $F_{\Delta H}$ 定义为反应堆堆芯中这些量的最大值与平均值之比。这两个总的热通道因子中的每一个都等于其核热通道因子和工程热通道因子的乘积。 F_Q 考虑的是点的局部最大值,故确定点状态参数。 $F_{\Delta H}$ 则涉及沿通道的最大积分值,故确定热通道状态参数。总的热通道因子用于确定与燃料温度和 DNBR 相关的堆芯热工限值。这些热工限值用于确定堆芯发出功率的能力和反应堆保护系统定值。

(1) 热流密度热通道因子 F_Q 。 F_Q 定义为燃料棒表面最大局部热流密度除以燃料棒表面平均热流密度,并考虑到燃料芯块和棒径的机械公差影响。总的热流密度热通道因子 F_Q 用于确定设计限值。 F_Q 有时也用 F_Q^E 表示,其计算式为

$$F_Q = \frac{\text{最大局部热流密度}}{\text{平均热流密度}}$$

如果不考虑密实化影响,则

$$F_Q = F_Q^N F_Q^E = F_{XY} F_Z F_U^N F_Q^E F_{X_e} \quad (2.2-21)$$

式中: F_Q^N 为核热流密度热通道因子,它是假定在燃料芯块和棒名义参数下,最大局部棒线功率密度与平均棒线功率密度之比; F_Q^E 为工程热流密度热通道因子,它是考虑机械制造公差对热流密度修正量,其中包括燃料富集度,芯块密度和直径,燃料棒表面面积,芯块与包壳之间间隙的偏心度,以及可燃吸收体等局部变化、公差和偏差的影响; F_{XY} 为在局部峰值功率的水平面中(标高 Z),峰值功率密度与平均功率密度之比; F_Z 为在局部功率峰值的水平面中每单位堆芯高度功率与堆芯单位高度平均功率之比值,如果局部峰值功率的水平面与最大功率水平面在每单位堆芯高度重合,那么 F_Z 就是堆芯平均轴向功率峰值因子; F_U^N 为功率分布计算不确定性因子; F_{X_e} 为径向(包括方位角)氙振荡效应修正因子。

因密实化影响与高度有关,为确定密实化影响的修正量,特定义了下面几个量:

$S(Z)$ 为在堆芯 Z 处考虑密实化影响的修正量; $P(Z)$ 为在堆芯高度 Z 的水平面上单位高度的功率与堆芯单位高度平均功率之比值。

$P(Z)$ 在下面的方程中替代 F_Z ,那么,在包括了密实化修正量以后,其计算式为

$$F_Q = \max[F_{XY}(Z)P(Z)S(Z)]F_U^N F_Q^E F_{X_e} \quad (2.2-22)$$

燃料棒弯曲由于改善了局部中子慢化而引起局部功率

增加,棒弯曲和燃耗有关,考虑棒弯曲的功率修正因子为 F_Q^B 。那么,总的考虑峰值因子的不确定性因子 F_Q^U 的关系式为

$$F_Q^U = 1 + [(F_Q^E - 1)^2 + (F_U^N - 1)^2 + (F_Q^B - 1)^2]^{0.5} \quad (2.2-23)$$

秦山第二核电厂的 F_Q 为 2.35,大亚湾核电厂的 F_Q 为 2.25。

(2) 焓升热通道因子 $F_{\Delta H}$ 。 $F_{\Delta H}$ 定义为堆芯热通道焓升与堆芯平均焓升之比值,可称为总焓升热通道因子。 $F_{\Delta H}$ 为下面两个热通道因子的乘积,即

$$F_{\Delta H} = F_{\Delta H}^N F_{\Delta H}^E \quad (2.2-24)$$

式中: $F_{\Delta H}^N$ 为核焓升热通道因子,它为热组件中一个热棒的功率与堆芯平均的棒功率之比值,(在电厂技术规范中以名义运行值给出的); $F_{\Delta H}^E$ 为工程焓升热通道因子,它表示流动状态和机械制造公差的综合影响。

4.2.3.2 核热通道因子

核热通道因子是表征在堆芯为名义燃料芯块和棒参数情况下热流密度的分布。核热通道因子 F_Q^N 、 $F_{\Delta H}^N$ 和 $S(Z)$ 可直接用于热工水力设计分析中。这些因子的值是要通过每个燃料循环的核设计计算检验的。

(1) 核热流密度热通道因子 F_Q^N 。为了确定 F_Q^N ,核设计要完成堆芯功率分布包络分析。通常为获得设计值,另外给计算值加不确定性(F_U^N),并考虑燃料密实化影响,也要把 $S(Z)$ 包括进去。

(2) 核焓升热通道因子 $F_{\Delta H}^N$ 。核焓升热通道因子 $F_{\Delta H}^N$ 定义为若在 N 根燃料棒和高度为 H 的堆芯内,在 X 、 Y 、 Z 点上给定局部功率密度 q' (W/cm)。

核焓升热通道因子 $F_{\Delta H}^N$ 由式(2.2-25)给出,即

$$F_{\Delta H}^N = \frac{\text{热棒功率}}{\text{棒平均功率}} = \frac{\max \int_0^H q'(X_0, Y_0, z) dz}{\frac{1}{N} \sum_{\text{所有棒}} \int_0^H q'(x, y, z) dz} \quad (2.2-25)$$

式中: X_0 、 Y_0 为热棒所在位置坐标。

对于正常工况的设计计算过程(例如,堆芯 DNBR 限值),由于控制棒的插入将引起功率水平下降而径向功率峰值增加, $F_{\Delta H}^N$ 要有一个修正量。这个修正量通常由式(2.2-26)给出,即

$$F_{\Delta H}^N = F_{\Delta H}^N(100\%FP)[1 + \text{FNRM}(1 - P_w)] \quad (2.2-26)$$

式中: $F_{\Delta H}^N$ 为在相对功率 P_w 下的限值; $F_{\Delta H}^N(100\%FP)$ 为热态满功率 $F_{\Delta H}^N$ 限值; P_w 为相对额定功率的份额;FN-RM 为部分功率乘子。

当功率水平高于额定值时, $F_{\Delta H}^N$ 值仍保持等于 $F_{\Delta H}^N(100\%FP)$ 值。

秦山第二核电厂和大亚湾核电厂的 $F_{\Delta H}^N(100\%FP)$ 值均为 1.55。

核焓升热通道因子 $F_{\Delta H}^N$ 用于热工水力设计 DNBR 的计算。设计所采用的热组件中热棒相对功率等于 $F_{\Delta H}^N$ 。

(3) 轴向核热流密度热通道因子 F_Z 。轴向核热流密度热通道因子 F_Z 为其轴向核热流密度峰值与平均值之比。 F_Z 表示了在设计中使用的轴向功率形状的特征。对于堆芯限值和初始满功率的快速瞬态工况分析,使用具有 1.55 典型峰值因子的截尾余弦轴向功率分布,可由 WRB-1 关系式计算

DNBR。对于轴向功率偏移研究,蒸汽管道破裂和控制棒从次临界下抽出等事故分析则使用其他功率分布形状。

4.2.3.3 工程热通道因子

工程热通道因子用来表示堆芯流动状态和机械制造公差对局部热流密度和焓升的影响。

(1) 工程热流密度热通道因子 F_Q^E 。 F_Q^E 按如下两个基点定义,一是 F_Q^E (W/cm) 用于确定堆芯局部最大线发热率。按这个基点, F_Q^E 是芯块对平均芯块在富集度、密度及可燃吸收体等变化的函数。二是 F_Q^E (DNB) 用于确定棒表面局部最大热流密度。按这个基点, F_Q^E 是上述芯块对平均芯块变化的函数,同时考虑芯块对包壳偏心率的影响和包壳外径变化的影响。

(2) 工程焓升热通道因子 $F_{\Delta H}^E$ 。其计算式为

$$F_{\Delta H}^E = f(F_{\Delta H,1}^E, F_{\Delta H,2}^E, F_{\Delta H,inlet}^E, F_{\Delta H,redist}^E, F_{\Delta H,mixing}^E) \quad (2.2-27)$$

式中: $F_{\Delta H,1}^E$ 为棒的燃料富集度和密度对平均棒变化的因子; $F_{\Delta H,2}^E$ 为燃料棒外径、棒间距和弯曲变化的因子; $F_{\Delta H,inlet}^E$ 为堆芯进口流量不均匀分配因子; $F_{\Delta H,redist}^E$ 为由于通道之间不同的热工水力状态引起的相邻通道之间的再分配因子; $F_{\Delta H,mixing}^E$ 为由于湍流搅混混合搅混格架的强迫搅混所引起的热扩散能量交换的因子。

这些因子的数值和合并的方法取决于所使用的设计方法。应说明的是, $F_{\Delta H}^E$ 没有任何实际有效合并的值。

(3) 工程热通道因子的使用。热流密度工程热通道因子 F_Q^E 用统计法综合燃料棒芯块直径、密度、富集度及偏心度等制造公差来确定。 F_Q^E 用于计算最大热流密度。在两个标准偏差下, F_Q^E 的设计值为 1.033, 它满足两个 95% 的要求。

焓升工程热通道因子 $F_{\Delta H,1}^E$ 用统计法综合燃料芯块密度和富集度的制造公差来确定。在两个标准偏差下, $F_{\Delta H,1}^E$ 的设计值为 1.021, 它满足两个 95% 的要求。 $F_{\Delta H,1}^E$ 用于计算热通道的焓升。 $F_{\Delta H,2}^E$ 代表棒弯曲亏损, 参见本章有关棒弯曲对 DNBR 的影响。 $F_{\Delta H,inlet}^E$ 是通过热组件进口流量减少来考虑的。对现行秦山第二核电厂反应堆堆芯设计, 热组件进口流量比堆芯平均组件进口流量少 5%。 $F_{\Delta H,redist}^E$ 在 FLICA-F 程序中是通过其本身已包括的沸腾和流量再分配影响来考虑的。 $F_{\Delta H,mixing}^E$ 在 FLICA-F 程序中是用扩散系数 (K_T) 来考虑的。

4.2.4 堆芯功率分布

对 DNBR 的分析, 首先要涉及堆芯功率分布。堆芯功率分布由与 $F_{\Delta H}^E$ 相关的径向功率分布和轴向功率分布来表征。最小 DNBR 的位置取决于轴向功率分布, 而 DNBR 的数值则取决于到该点的焓升。基本上, 功率积分值最大的棒最有可能是最小 DNBR 的棒。为此需营造典型功率分布, 将最不利的轴向分布图与最不利的径向分布综合起来, 以用于参考的 DNBR 计算, 从而得到堆芯最小 DNBR 值。

4.2.4.1 径向功率分布

在目前压水堆堆芯热工水力设计中, 通常采用通用的、包络的轴向和径向功率分布。所采用包络的径向功率分布是要通过堆芯核设计各个循环检验, 各个循环 $F_{\Delta H}^E$ 值都是在限值界内。最小 DNBR 对堆芯径向功率分布是比较敏感的。

确定堆芯径向功率分布的一般方法如下: ①堆芯中心热组件及其周围组件组成的中央区采用相同的功率水平。②在中央区外围直到堆芯边缘, 顺序降低组件的相对功率水

平, 直到堆芯组件功率达到归一化。在归一化过程中, 还要考虑诸如控制棒束布置某些因素可能产生的影响。③中央热组件中的各棒平均相对功率等于该热组件相对功率 (秦山第二核电厂和大亚湾核电厂为 1.482), 热组件中最大棒相对功率等于 $F_{\Delta H}^E$ (1.55)。

图 2.2-60 所示为秦山第二核电厂堆芯设计用的径向功率分布及堆芯入口流量分配; 图 2.2-61 所示为大亚湾核电厂堆芯径向功率分布及堆芯入口流量分配; 二者所用热组件中的径向功率分布见图 2.2-59。

1.482				
0.95				
1.482	1.482			
1.0	1.0			
1.157	1.239	1.155		
1.0	1.0	1.0		
1.110	1.104	1.125	1.054	
1.0	1.0	1.0	1.0	
0.963	1.031	0.996	1.014	0.699
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
0.940	1.014	0.801	0.603	
1.0	1.0	1.0	1.00625	
0.761	0.614			
1.0	1.0			

图 2.2-60 秦山第二核电厂堆芯径向功率分布及堆芯入口冷却剂流量分配

注: 网格中上部数据为径向功率分布; 网格中下部数据为堆芯入口冷却剂相对质量流量。

1.482				
0.95				
1.482	1.482			
1.0	1.0			
1.432	1.195	0.447		
1.0	1.0	1.0		
1.349	1.379	1.167	1.298	
1.0	1.0	1.0	1.0	
1.460	1.397	1.384	1.212	0.817
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1.137	1.208	1.135	1.067	0.587
1.0	1.0	1.0	1.0	1.0014
1.145	0.695	0.843	0.455	
1.0	1.0	1.0014	1.0014	
0.150	0.115			
1.0014	1.0014			

图 2.2-61 大亚湾核电厂堆芯径向功率分布及堆芯入口冷却剂流量分配图

注: 网格中上部数据为径向相对功率; 网格中下部数据为通道入口冷却剂相对质量流量。

4.2.4.2 轴向功率分布

在确定堆芯 DNBR 限值和超温 ΔT 保护系统整定值时所采用的参考轴向功率分布是一个截尾余弦分布, 其峰值与平均值之比为 1.55, 即 $F_z = 1.55$ 。这个分布是一个包络的轴向功率分布。确定堆芯冷却剂流量分布和焓分布时所采用的轴向功率分布也是这样的分布。

4.2.5 堆芯冷却剂流量分布和焓分布

为确定堆芯冷却剂流量分布和焓分布, 首先要确定堆芯子通道划分图, 见图 2.2-57。这种子通道划分的原则是将一个组件等效为一个通道。

确定堆芯冷却剂流量分布和焓分布的假设: ①额定工况; ②轴向功率分布取具有典型峰值 ($F_z = 1.55$) 的截尾余弦; ③对秦山第二核电厂与大亚湾核电厂所采用的径向功率分布见图 2.2-60 和图 2.2-61; ④下空腔流量分配也如图 2.2-60 和图 4.2-61 所示。从这些图可以看出, 堆中心热组件冷却剂进口流量为堆芯组件平均值的 0.95 倍, 即下空腔

流量分配因子为 5%。考虑到堆芯进口流量要达到归一化,故在堆芯外围边缘通道稍增加一些进口流量,以达到进口流量归一。

1.4864				
0.9955				
1.4791	1.4773			
0.9966	0.9966			
1.1612	1.2375	1.1549		
1.0000	0.9937	1.0004		
1.1075	1.1035	1.1216	1.0528	
1.0010	1.0010	1.0011	1.0023	
0.9643	1.0286	0.9937	1.0035	0.7109
1.0029	1.0024	1.0032	1.0041	0.9929
0.9378	1.0037	0.8051	0.6136	
1.0042	1.0040	0.9987	0.9942	
0.7607	0.6248			
1.0002	0.9941			

图 2.2-62 堆芯 1/3 高度径向相对
焓升和质量流速分布

注: 网格中上部数据为冷却剂相对焓升值 $\Delta h/\Delta \bar{h}$, 下部
数据为冷却剂相对质量流速 G/\bar{G} 。

1.4922				
0.9733				
1.4840	1.4803			
0.9740	0.9742			
1.1700	1.2402	1.1568		
0.9954	0.9912	0.9964		
1.1060	1.1047	1.1184	1.0517	
0.9993	0.9994	0.9984	1.0018	
0.9665	1.0263	0.9919	0.9930	0.7176
1.0050	1.0008	1.0048	1.0048	1.0021
0.9346	0.9930	0.8056	0.6213	
1.0071	1.0067	1.0054	1.0055	
0.7566	0.6320			
1.0069	1.0052			

图 2.2-63 堆芯 2/3 高度径向相对
焓升和质量流速分布

注: 网格中上部数据为冷却剂相对焓升值 $\Delta h/\Delta \bar{h}$,
下部数据为冷却剂相对质量流速 G/\bar{G} 。

根据上述条件可确定出 FLICA-F 程序的输入数据, 计算可得到秦山第二核电厂堆芯 1/3 高度、2/3 高度和堆芯出口处径向相对焓升和质量流速分布, 见图 2.2-62 ~ 图 2.2-64。

1.4987				
0.9669				
1.4850	1.4781			
0.9699	0.9707			
1.1798	1.2415	1.1591		
0.9918	0.9888	0.9940		
1.1049	1.1062	1.1154	1.0507	
0.9974	0.9973	0.9969	1.0027	
0.9704	1.0246	0.9899	0.9784	0.7280
1.0058	1.0035	1.0059	1.0058	1.0041
0.9321	0.9876	0.8075	0.6325	
1.0075	1.0064	1.0064	1.0082	
0.7536	0.6425			
1.0103	1.0078			

图 2.2-64 堆芯出口处径向相
对焓升和质量流速分布

注: 网格中上部数据为冷却剂相对焓升值 $\Delta h/\Delta \bar{h}$, 下部
数据为冷却剂相对质量流速 G/\bar{G} 。

4.2.6 堆芯 DNBR 和空泡份额分布

确定堆芯 DNBR 和空泡份额分布采用的假设: ① 额定
工况; ② 轴向功率分布取具有典型峰值 ($F_z=1.55$) 的截尾

余弦; ③ 径向功率分布如图 2.2-59 和图 2.2-60 所示; ④ 堆
芯 DNBR 和热通道最大空泡份额计算采用图 2.2-58 和图
2.2-59 所示的子通道划分, 而堆芯平均空泡份额计算采用
图 2.2-57 所示的堆芯子通道划分。

根据上述条件由 FLICA-F 程序计算的秦山第二核电厂
堆芯 MDNBR 值为 2.30, 同样方法计算得大亚湾核电厂该
值为 2.08。

计算所得到的堆芯最大空泡份额和平均空泡份额见表
2.2-38。

表 2.2-38 在反应堆额定工况与设计热通道因子
条件下的空泡份额

项 目	大亚湾核电厂 (1、2 号机组)	秦山第二核电厂
堆芯平均值	0.003%	<0.01%
热通道最大值	3.5% (当于含 汽量为 -0.5%)	4.4% (相当于 含汽量为 0%)

4.2.7 燃料棒温度

堆芯燃料棒温场计算采用与堆芯 DNBR 计算同样的假
设和方法, 计算出堆芯最热通道冷却剂局部物性参数, 再用
COMBAT 程序计算出燃料棒局部截面的温度分布, 最后确
定出燃料棒中心最高温度。

COMBAT 程序用于计算燃料棒横截面内的温度瞬态分
布 (包括芯块、芯块一包壳间隙、包壳), 以及包壳表面的
瞬态热流密度。程序输入参数为核功率和冷却剂压力、流量
及温度。这些参数也可以作为时间函数输入。

在燃料棒温度计算中认为。

- (1) 芯块中径向功率分布均匀。
- (2) 芯块与包壳间隙传热系数取 $5678 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ 。
- (3) 包壳与冷却剂间的传热系数: 强迫对流采用 Ditts-Boeltergx 关系式, 过冷沸腾采用 Jens-Lottes 关系式。
- (4) UO_2 导热系数表示为

$$k(T) = \frac{1}{A+BT} + CT^3 \quad (2.2-28)$$

式中: $k(T)$ 为 UO_2 导热系数, $\text{W}/(\text{cm} \cdot \text{K})$; T 为燃料热
力学温度, K ; A 、 B 和 C 为实验常数。

根据上述条件, 计算得到秦山第二核电厂额定工况燃料
棒中心最高温度为 1937°C ; 超功率 (118%FP) 工况燃料棒
中心最高温度为 2111°C 。

4.3 反应堆水力学设计

反应堆水力学设计包括反应堆压力容器和堆芯的压降计
算、旁流计算、水力学载荷计算及堆芯流量分配等内容。设
计的目的是确定堆芯所需要的冷却剂流量值; 确定反应堆冷
却剂系统设计所必须的堆芯和压力容器压降值; 确定堆内各
部分旁流量值, 并使其满足设计限值要求; 堆芯进口要有良
好的流量分配, 上封头达到“冷封头”要求; 确定堆内构件
水力学载荷, 为力学分析提供输入参数。

反应堆水力学设计与堆内构件结构设计是一个反复的设
计过程, 设计既要达到堆内有良好的水力特性, 尽量减少堆
芯旁流量; 同时要满足堆内构件结构力学性能及制造安装公
差的要求。

反应堆水力学设计首先要确定冷却剂流量, 设计中考虑
了三种值:

(1) “热工设计”流量。这是堆芯设计中确定热工水力特性时用到的可预期最小流量。

(2) “最佳估算”流量。这是反应堆运行工况最可能出现的流量，用于冷却剂系统设计时计算堆内压降。

(3) “机械设计”流量。这是堆内构件和燃料组件机械设计使用的可预期最大流量，用于其水力学载荷计算。

秦山第二核电厂与大亚湾核电站这三个流量的值见表 2.2-39。

表 2.2-39 秦山第二核电厂与大亚湾核电厂冷却剂流量

	秦山第二核电厂	大亚湾核电厂
热工设计流量(每一环路)(m ³ /h)	23 320	22 840
最佳估算流量(每一环路)(m ³ /h)	24 290	23 790
机械设计流量(每一环路)(m ³ /h)	25 260	24 740

4.3.1 计算程序

反应堆水力学设计主要使用了从法国引进的下列程序：

(1) 压降和旁流计算使用了 HYDCUV 和 DETIGE 两个程序。HYDCUV 是一个用于计算稳态工况堆内各部分压降、旁流以及堆内部件水力学载荷的程序。该程序可一次输入，选择部分或全部功能完成上述三部分计算。导向管和仪表管中的旁流量则用 DETIGE 程序完成。

(2) UPHETE、NOZNO 和 UPFANO 三个水力学程序主要用于对 HYDCUV 程序旁流计算结果进行校核计算，采用这三个程序分别对秦山第二核电厂压力容器上封头冷却流量、出口接管漏流和堆芯围板与吊篮间的旁流进行了计算，计算结果均能与 HYDCUV 程序计算结果较好地吻合，因此，秦山第二核电厂以 HYDCUV 程序计算结果给出。

(3) 堆内构件水力学载荷计算使用了 HYDCUV 和 PLESUP 程序。PLESUP 程序用于计算作用于堆芯上腔室导向筒和支撑柱上的水平（方向）水力学载荷，作用于堆内构件垂直（方向）水力学载荷计算是用 HYDCUV 程序完成的。

4.3.2 反应堆压力容器和堆芯压降

4.3.2.1 模型描述

所谓压降是由于流体在通道中的流动黏性阻力（摩擦）和流道几何形状变化（形阻）所引起的，它属不可恢复的压力损失。堆芯和压力容器压降是确定反应堆冷却剂系统流量的主要因素。为计算该压降值，假定冷却剂是不可压缩的单相湍流流动的流体。因为堆芯平均空泡份额很小以致可以忽略不计，故不考虑两相流动情况。

冷却剂由堆进口接管进入压力容器，经热屏蔽和吊篮之间的环形下降段，向下流进堆芯下腔室，再向上流经下支承板及堆芯（下堆芯板，燃料组件，上堆芯板），再到堆芯上腔室，最后通过堆出口接管流出。流经路径见图 2.3-65，为 A→B→C→D→E→F。压降计算按 7 段进行。

压力容器和堆芯压降由式（2.2-29）计算

$$\Delta p = 10^{-6} \left(K + f \frac{L}{De} \right) \frac{\rho V^2}{2} \quad (2.2-29)$$

式中：Δp 为压降，MPa；ρ 为局部温度下的密度，kg/m³；L 为流动长度，m；De 为水力当量直径，m；V 为流速，m/s；K 为形阻系数，无量纲；f 为摩擦系数，无量纲。

在计算中应注意的是计算堆芯进口前各段压降时用反应堆入口冷却剂温度；计算堆芯压降用堆芯平均温度且不计旁

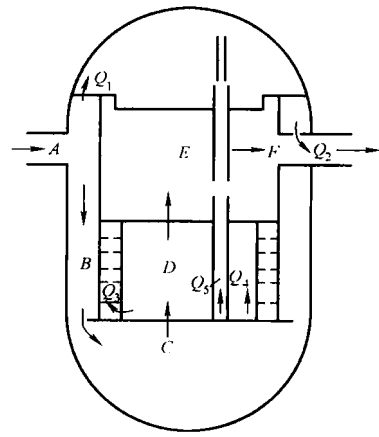


图 2.2-65 冷却剂在压力容器内的流动路径

流；计算堆芯出口后两段压降用反应堆出口温度；环形下降段内的流量和压降分布计算中应考虑不同表面粗糙度和流道形状变化的影响。

由于堆芯和压力容器内几何形状很不规则，流动非常复杂，阻力系数应采用由该堆水力模拟实验得到的实验数据。在没有实验数据时，可采用根据本堆结构形状和尺寸进行理论计算的阻力系数值，或相应参考电站的数据。

综合各段压降就得到反应堆压力容器内的总压降。

4.3.2.2 压降计算

压降计算主要依据的参数：①堆芯热功率；②冷却剂流量（最佳估算流量）；③压力容器入口温度；④流道几何形状突变点的阻力系数；⑤反应堆压力容器和堆内构件几何尺寸。在堆芯压降计算中，有关 AFA 2G 组件阻力系数见表 2.2-40。计算得到反应堆内各部分压降见表 2.2-41。

表 2.2-40 AFA 2G 组件阻力系数①
(相应于雷诺数 $Re=10 \times 10^5$ 的值 $K_{500\,000}$)

部 件	阻力系数
上管座+上堆芯板	2.91
摩擦	4.70
交混格架（共 6 个）	1.105×6
保持格架（共 2 个）	0.88×2
下管座+堆芯下板	3.03
总 计	19.03

① 堆芯阻力系数计算公式为 $K = K_{500\,000} \left(\frac{Re}{5 \times 10^5} \right)^{-0.11}$ 。

表 2.2-41 压降计算结果

段号	区 域	秦山第二核电厂 压降 (MPa)	大亚湾核电厂 压降 (MPa)
1	堆进口接管	0.074 6	0.055 8
2	环形下降段	0.000 4	0.001 9
3, 4	下腔室和下支承板	0.028 4	0.053 7
5	堆芯 (17×17 燃料组件 和上、下堆芯板)	0.144 0	0.156 6
6, 7	上腔室和堆出口接管	0.017 6	0.039 6
1~7	反应堆总压降	0.265 0	0.307 6

压降计算误差估计：①堆芯压降的计算误差为±10%；

②反应堆总压降计算误差为+20%，-15%。

4.3.3 旁流量设计

4.3.3.1 定义

堆芯旁流量定义为对燃料棒冷却无效的流量所占压力容器进口流量的份额。在反应堆水力学设计中所考虑的旁流如下：

Q_1 ，压力容器上封头冷却流量。由环形腔室通过位于上支承板和吊篮法兰上的喷嘴向上喷射进入上封头腔室，冷却上封头腔室部件。这股流体再经过导向筒与驱动杆之间的间隙进入堆芯上腔室。

Q_2 ，出口接管漏流量。从进口接管来的冷却剂经过吊篮出口与压力容器出口接管之间的间隙直接漏到压力容器出口。

Q_3 ，堆芯围板和吊篮间的旁流量。该流量在围板与吊篮之间的环形空间向上流动，以冷却其接触的部件，但对堆芯冷却是无效的。

Q_4 ，外围空隙旁流量。它是围板与堆芯外围燃料组件间空隙中的旁流。也是无效旁流。

Q_5 ，导向管旁流量。这是流进导向管、仪表管的用以冷却控制棒、阻力塞棒、可燃毒物棒或中子源棒的旁流。对燃料组件冷却也是无效的。

各种旁流的流路路线见图 2.2-65。

4.3.3.2 旁流量设计限值

堆芯旁流量的设计限值定为最佳估算流量的 6.5%。如上所述，堆芯旁流包括 5 个部分，各占反应堆最佳估算流量的份额如下：

- (1) 上封头冷却旁流量 Q_1 为 2.5%。
- (2) 出口接管漏流量 Q_2 为 1.0%。
- (3) 吊篮—围板间旁流量 Q_3 为 0.5%。
- (4) 外围空隙旁流量 Q_4 为 0.5%。
- (5) 导向管旁流量 Q_5 为 2.0%。

另外，上封头冷却旁流量设计要满足上封头达到“冷封头”的要求。

水力学设计者在计算旁流量时，由于不同的设计要求，考虑到结构间隙、压降以及其他参数偏差后，要计算下列 3 种不同的旁流量值：

- (1) 最佳估算旁流量。按各种参数名义值计算的旁流量，用于压降计算。
- (2) 最小旁流量。取各种参数偏差因子不利组合，计算得保守偏小的旁流量，用于水力学载荷计算。
- (3) 最大旁流量。取各种参数偏差因子不利组合，计算得保守偏大的旁流量，用于核实堆芯热工水力设计旁流量是否超过设计限值 (6.5%)。

4.3.3.3 旁流量计算

计算过程如下：

(1) 计算依据的参数。这些参数主要包括堆压降计算采用的参数、各旁流通道的几何参数、各旁流通道的阻力系数以及不确定性等。

(2) 上封头冷却流量 Q_1 。为冷却上封头，在吊篮法兰周围等距离设置 24 个喷嘴，目的是使压力容器上封头内冷却剂温度与堆进口冷却剂温度相接近，达到“冷封头”要求。这 24 个喷嘴均匀开在吊篮法兰上，通过改变喷嘴内径大小来调节进入反应堆上腔室的流量。冷却剂旁流从堆入口环腔经过 24 个喷嘴进入上封头和上支承板之间的空间（上封头腔室），冷却上封头，然后通过驱动杆与上部导向筒之间的间隙进入反应堆上腔室。该流量的大小由堆入口环腔与

上腔室之间的压差决定。

这个压差包括喷嘴内的摩擦、截面变化和离开喷嘴时的射流及导向管内的截面变化。

为了达到“冷封头”要求，通过改变喷嘴内径大小来调节进入反应堆上腔室的流量，以达到上封头内冷却剂温度与堆进口冷却剂温度相接近。

大亚湾核电厂的喷嘴内径为 31.75mm，秦山第二核电厂调整后的喷嘴内径为 27.5mm。

在额定运行工况下，并考虑到参数偏差不利组合，可计算出 3 种不同（最佳估算、最大和最小）的 Q_1 值。

(3) 出口接管漏流量 Q_2 。这个旁流量是由压力容器进口环形空间上端的压力与出口接管内侧压力的压差决定的。这个压差取决于吊篮与压力容器出口之间的间隙进口形阻压降、间隙内的摩擦压降和间隙出口形阻压降。

根据吊篮与出口接管之间的热态间隙及间隙公差，并考虑到参数偏差不利组合，可以算得该间隙 3 种不同（最佳估算、最大和最小）的 Q_2 值。

(4) 围板—吊篮间旁流量 Q_3 。秦山第二核电厂包围堆芯 121 个燃料组件的围板是一个多棱柱筒体，它与吊篮之间由水平放置的 8 层成形板支撑。每层成形板上开有直径为 10mm 的光孔和螺孔。围板上开有 4 排孔，每排有 52 个，孔直径为 50mm。

流体从下堆芯板与围板下端之间的间隙进入围板和吊篮之间的近似环形的腔内，通过成形板上的开孔向上流动，并与围板上各排孔的扰流相汇合，再经过围板上端与上堆芯板之间的间隙流到堆芯出口，进入主流中去。

在额定运行工况下，考虑到参数偏差不利组合，可算得 3 种不同的（最佳估算、最大和最小） Q_3 值。

(5) 外围空隙旁流量 Q_4 。围板和外围组件之间的旁流量是由堆芯进、出口之间的压差决定的。在额定运行工况下，并考虑到由制造和安装公差产生的围板和外围组件之间名义、最大和最小 3 种间隙及参数偏差，可算得 3 种不同的（最佳估算、最大和最小） Q_4 值。

(6) 导向管旁流量 Q_5 。导向管旁流量指流经燃料组件中导向管和仪表管的流量，这部分流量用于冷却堆芯相关组件棒（吸收棒、可燃毒物棒、阻力塞棒及源棒）。

这部分旁流量计算与燃料循环有关。因换料堆芯与首炉堆芯有比较显著的改变，可能需要重新计算。这些改变可能涉及燃料组件设计，堆芯相关组件设计，或在堆芯中每种类型相关组件棒的数量等。

考虑到制造公差、计算偏差及燃料循环等因素后，就可算得 3 种不同的（最佳估算、最大和最小） Q_5 值。

(7) 总旁流量。将上述各旁流量的最佳估算、最大和最小计算值分别相加，就得到总旁流量的最佳估算、最大和最小计算值。计算实例及结果见表 2.2-42。

表 2.2-42 反应堆各部分旁流量 (%)

旁流分支	秦山第二核电厂			大亚湾核电厂		
	最 小	最佳估算	最 大	最 小	最佳估算	最 大
Q_1	1.650.00	1.83	2.07	1.79	1.98	2.22
Q_2	0.43	0.20	0.88	0.0	0.22	1.00
Q_3	0.05	0.49	0.56	0.47	0.53	0.60
Q_4	0.40	0.22	0.44	0.05	0.20	0.45
Q_5		1.14	1.41	0.46	1.38	1.79
总旁流量 Q_T	2.53	3.88	5.36	2.77	4.31	6.06

从表 2.2-42 可以看出,无论是秦山第二核电厂还是大亚湾核电厂,其总旁流量的最大值均小于设计限值(6.5%)。

4.3.4 堆芯进口流量分配

在热工水力设计中假定的堆芯进口流量分配因子为 5%,需要进行水力模拟实验验证。秦山第二核电厂 1:4 比例反应堆水力模拟实验实测结果表明,堆芯热组件区域进口流量分配因子实测值(3.3%)低于设计限值(5%)。因此,秦山第二核电厂在热工水力设计中使用 5%的堆芯进口流量分配因子是可行的,也是保守的。

冷却剂进入堆芯后沿轴向高度很快进行流量再分配,在距堆芯入口上方大约 1/3 的高度上就完成了堆芯进口流量再分配。各子通道的质量流速已很接近,热通道 DNBR 实际上不受进口流量分布的影响。

4.3.5 水力学载荷

作用在堆内部件上的水动力学作用力是由流动流体与堆内构件障碍物的相互作用引起的。作用于堆内构件上的水力学载荷分为垂直(方向)和水平(方向)水力学载荷。其中垂直水力学载荷是指水动力学力和浮力(也称静力学力)的合力;而水平水力学载荷只指水动力学作用力(也称曳力,drag)。堆内部件水力学载荷主要用于堆内结构部件力学分析。

以燃料组件为例,当作用在燃料组件上的垂直水力学载荷大于燃料组件重力时,如果燃料组件压紧弹簧不能提供一个相等且相反的夹持力,则燃料组件就会沿流动方向出现不允许的移动。因此,进行燃料组件水力学载荷计算,以确定 I、II 类各设计冷却工况下的最大预期值,检验压紧弹簧是否满足准则要求是一项重要水力学设计任务。

4.3.5.1 计算程序

以燃料组件为例,计算垂直水力学载荷,计算采用式(2.2-30),即

$$F_v = -KA_l \frac{\rho_{avg} V_{avg}^2}{2} - g_c \rho_{avg} V_{ass} \quad (2.2-30)$$

式中: F_v 为水力学载荷, N; K 为整个燃料组件折算阻力系数, 无量纲; A_l 为组件节距的平方, m^2 ; ρ_{avg} 为堆芯冷却剂平均密度, kg/m^3 ; V_{avg} 为堆芯冷却剂平均流速, m/s ; g_c 为转换系数, $g_c = 9.8$; V_{ass} 为燃料组件的体积, m^3 。

式(2.2-30)右边第一项为水动力学作用力,而第二项为浮力。

计算水平水力学载荷(包括作用在吊篮上的喷射载荷)采用式(2.2-31),即

$$F_d = C_d A_s \frac{\rho V^2}{2} \quad (2.2-31)$$

式中: F_d 为水力学载荷, N; C_d 为阻力(drag)系数, 无量纲; A_s 为障碍物截面积, m^2 ; ρ 为冷却剂密度, kg/m^3 ; V 为冷却剂流速, m/s 。

4.3.5.2 载荷分类

(1) 垂直水力学载荷。这些载荷分为: ①作用在燃料组件上的载荷; ②作用在环形下降段内的构件(热屏蔽)上的载荷; ③作用在堆芯吊篮和吊篮法兰上的载荷; ④作用在下部构件上的水力载荷; ⑤作用在上部构件上的水力载荷。

(2) 水平水力学载荷。这些载荷分为: ①作用在导向筒和堆芯支撑柱上的水力学载荷; ②作用在吊篮上的喷射载荷, 该载荷是由压力容器进口接管中的冷却剂直接喷射到吊

篮上产生的。

4.3.5.3 运行工况

作用在堆内部件上的水力学载荷大小主要决定于冷却剂流量(或流速),同时也和温度有关。因此,这两个参数,尤其冷却剂流量是确定运行工况的关键参数。以此选定的典型工况包括:

(1) 稳态工况。稳态工况包括额定运行工况、热停堆、冷停堆、热态试验和冷态试验等。

(2) 正常和扰动运行工况。在正常和扰动运行工况下最为严重的瞬态是甩负荷运行工况。在电厂由满负荷向厂用电负荷的甩负荷过渡过程中会导致汽轮机超速,从而引起主泵超速,致使流量增加。

(3) 事故工况。汽轮机超速是必须分析的事故设计工况。初始工况为额定工况运行,汽轮机瞬间超速引起流量陡增,其流量为额定流量的 120%。持续时间大约一分钟。

(4) 偏环运行工况。在停堆工况或试验工况下,电厂可能存在仅一台主泵运行情况,即偏环运行工况。在偏环运行工况下会导致在役环路的超流量及不在役环路的倒流。因此,需要计算偏环运行工况下作用在堆芯上腔室导向筒和支撑柱上的水平水力学载荷。秦山第二核电厂反应堆各种运行工况下水力学载荷计算所用流量值见表 2.2-43。

表 2.2-43 各运行工况相对流量(机械设计流量)

运行工况	流量(%)
额定运行工况	100
甩负荷	106.4
主泵超速	120
热停堆	101.6
冷停堆	96.5

4.3.5.4 水力学载荷计算

水力学载荷计算主要依据参数如下: ①各工况的反应堆热功率; ②各工况的反应堆冷却剂流量(机械设计流量); ③各工况的反应堆压力容器进口温度; ④流道几何形状突变点的阻力系数; ⑤流道壁面的粗糙度; ⑥反应堆压力容器、堆内构件及燃料组件等几何尺寸、固体体积和重量。力学载荷计算的不确定性取决于各原始参数的不确定性和计算方法的不确定性。程序计算不仅给出最佳估算水力学载荷,在考虑不确定性数据后,还给出水力学载荷的最大值和最小值。水力学载荷最大值和最小值是堆内结构部件力学分析所关心的参数。表 2.2-44 列出了秦山第二核电厂作用于燃料组件上的垂直水力学载荷。

表 2.2-44 作用在一个燃料组件上的垂直水力学载荷 (daN)(向上为正)

运行工况	最佳估算值			最大值	最小值
	F_1	F_2	$F_1 + F_2$	$F_1 + F_2$	$F_1 + F_2$
额定运行工况	52.2	607.8	660.0	729.4	590.5
甩负荷	52.4	681.0	733.4	810.9	655.8
主泵超速	52.7	849.9	902.6	998.7	806.5
热停堆	55.5	599.0	654.6	723.3	585.9
冷停堆	73.5	842.0	915.5	1053.9	777.1

注 F_1 为浮力; F_2 为水动力学力; $F_1 + F_2$ 为总水动力学力。

4.4 堆芯水力学稳定性

堆芯水力学不稳定性会引起流动震荡, 流动震荡对堆芯安全构成危害, 其原因是影响到堆芯局部放热特点和临界热流密度值, 从而降低了堆芯 DNBR 安全裕量; 导致不希望的堆内构件受迫振动, 可能造成构件损坏; 使系统控制发生问题。因此, 在热工水力设计中必须避免发生水力学流动不稳定性现象。

热工水力设计中, 仅考虑了两种类型的水力学流动不稳定性, 静力学不稳定性 (流量漂移型) 和动力学不稳定性 (密度波型)。

4.4.1 静力学不稳定性

静力学不稳定性是指 Ledinegg 不稳定性, 它的特征是流量从一个稳态突然跳到另一个稳态, 出现流量振荡。当反应堆冷却剂系统的压降—流量曲线的斜率 $\left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_y$ 的代

数值大于回路 (泵) 提供的扬程—流量曲线的斜率 $\left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_y$ 时, 这种不稳定性就不会发生。Ledinegg 流动稳定性判据为

$$\left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_y > \left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_c$$

无论秦山第二核电厂还是大亚湾核电厂, 反应堆的主冷却剂泵扬程曲线斜率总是负值 $\left[\left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_y < 0\right]$, 且反应堆冷却剂系统的压降—流量曲线的斜率在工况 I 和工况 II 的运行参数范围内总是正值 $\left[\left(\frac{\partial \Delta p}{\partial G}\right)_y < 0\right]$ 。上述准则成立, 所以 Ledinegg 不稳定性是不会发生的。

4.4.2 动力学不稳定性

动力学不稳定性典型代表是密度波不稳定性。Lahey 和 Moody 描述了产生密度波不稳定性的机理: 在加热通道中, 入口流量的扰动会引起汽泡的波动, 这会使单相区域的长度和压降发生变化, 于是影响两相区域的含汽量或空泡份额, 进而影响通道的流量。两相区域长度和含汽量的波动又引起两相区压降发生波动。然而, 因为堆芯总压降是由其外部的流体特性决定的, 所以两相区压降的扰动又反馈到单相区域。这种波动可能是衰减的, 也可能是自持的。

对于密度波型流动稳定性, Ishii 根据试验研究和理论分析提供了一个简单的判据, 即 Ishii 判据。该判据用于估算闭式平行通道系统是否会发生密度波型流动不稳定性。

根据 Ishii 判据, 若满足下列条件, 则流动就是稳定的, 即

$$N_{pch} \leq N_{sub} + \frac{2\left(K_i + \frac{f_m}{2D_e} + K_e\right)}{1 + \frac{1}{2}\left(\frac{f_m}{2D_e} + 2K_e\right)} \quad (2.2-32)$$

$$N_{pch} = \frac{\Omega L}{V_{fi}}$$

$$\Omega = \frac{\Gamma_g \Delta \rho}{\rho_g \rho_f}$$

$$\Gamma_g = \frac{q_w \xi}{A h_{fg}}$$

$$N_{sub} = \frac{\Delta \rho}{\rho_g} \frac{\Delta h_{sub}}{h_{fg}}$$

式中: N_{sub} 为“欠热度”数; K_i 为入口阻力损失系数, 无量纲; f_m 为两相混合物的摩擦因子, 无量纲; D_e 为水力当量直径, m; K_e 为出口阻力损失系数, 无量纲; N_{pch} 为“平衡相变”数, 无量纲; Ω 为相变的平衡频率, rad/s; L 为加热通道的长度, m; V_{fi} 为通道进口流体流速, m/s; Γ_g 为单位体积产生的蒸汽的质量流量; $\Delta \rho$ 为饱和水汽密度差, $\Delta \rho = \rho_f - \rho_g$; ρ_g 为饱和汽密度, kg/m³; ρ_f 为饱和水密度, kg/m³; q_w 为壁面热流密度, W/m²; ξ 为加热周长, m; A 为通道流通面积, m²; h_{fg} 为汽化潜热, kJ/kg; Δh_{sub} 为进口欠热焓差, $\Delta h_{sub} = h_f - h_i$; h_f 为饱和水的焓, kJ/kg; h_i 为进口水的焓, kJ/kg。

用这个判据模型对法马通类型压水堆进行的分析表明, 这种压水堆有很大的裕量, 不致发生密度波不稳定性。只有当功率增加到约 200%FP (额定功率) 时, 这种不稳定性才有可能发生。

实际上, 大亚湾核电站和秦山第二核电厂这类核电厂堆芯都是开式通道, 横向流动阻力很小。热通道与其相邻通道之间的能量和质量传递非常容易。所以在相同几何形状和边界条件下, 开式通道反应堆比闭式通道反应堆更稳定, 不会发生动力学不稳定。

来自棒束偏离泡核沸腾 (DNB) 的实验数据也提供了补充证明, 即流动不稳定性不会严重影响热工裕量。法马通公司用多棒束所作的实验证明, 在很宽的运行工况范围内, 这种棒束中没有过早发生 DNB 或有流动不稳定性征兆的数据。

4.5 堆芯功率能力分析

4.5.1 堆芯控制和堆芯限值

4.5.1.1 堆芯控制

核电厂根据自身的特点和要求可采用不同的堆芯控制模式。秦山第二核电厂反应堆堆芯采用 MODE-A 控制模式, 而大亚湾核电厂反应堆堆芯采用 MODE-G 控制模式。

研究反应堆堆芯控制模式是因为控制模式对堆芯功率能力起到决定性影响。堆芯控制模式是正常运行工况或 II 类事故工况引起的功率分布的决定性因素。DNB 与控制模式之间的关系概括如下:

在功率、温度、压力等输入参数不变的情况下, 堆芯轴向和径向功率分布对于 DNB 的发生是很敏感的。

热工水力设计分析已证实, 对于正常工况, 用轴向功率的余弦分布 ($F_z = 1.55$; $F_{\Delta T}^N = 1.55$) 确定的堆芯物理限值线和超温 ΔT 保护定值, 在相当宽的范围内, 它代表的是一个包络的功率分布。

在上述包络的功率分布范围之外, 在更多的异常工况下, 由超温 ΔT 保护通道中包括一个随轴向功率偏差 (ΔI) 而自动降低整定值的函数 (称为补偿函数) 来保护堆芯安全。

在这种情况下, 由于某些工况轴向功率偏差可能超出了余弦分布范围。因此, 就需要另外的特定功率分布 (比余弦分布更危险的分布) 来检验事故工况下是否满足 DNBR 准则。

4.5.1.2 堆芯限值

在 I 类和 II 类工况下, 通过设置超温 ΔT 和超功率 ΔT 保护通道来保护堆芯安全, 防止堆芯发生偏离泡核沸腾和燃料棒中心熔化。这两个 ΔT 整定值实际上是个整定值函数。它们主要是由堆芯物理限值线来确定。

反应堆堆芯安全受到一系列反应堆热工水力性能参数的

限制,如DNBR、反应堆出口温度、热通道含汽量,以及反应堆功率水平等。这些限值参数都有一个指定的限制值,如反应堆出口冷却剂达到沸腾, $\text{DNBR}=1.23$ (准则值,见4.2.1节),以及热通道含汽量受WRB-1公式使用上限值为30%的限制等。

反应堆功率 W , 反应堆运行压力 p , 反应堆平均温度(或进口温度) T , 以及轴向功率偏移 AO 等为反应堆运行参数,也称测量变量。由这些测量变量组成限值参数等于限制值的运行安全包络线函数方程 $f(W, p, T, AO) = 0$ 。这个函数方程中有四个变量,可以被分为 $f_1(W, p, T) = 0$ 和 $f_2(W, AO) = 0$ 两个子函数方程。前者为堆芯物理限值函数,后者为功率亏损函数。实际上 $f_2(W, AO) = 0$ 是 $f_1(W, p, T) = 0$ 的一个修正函数。

首先分析下面函数方程,即

$$f_1(W, p, T) = 0$$

并取最小 $\text{DNBR}=1.23$

$$AO = \text{常数} = 0$$

保持轴向功率分布形状为 $F_z=1.55$ 的余弦形式。这个函数分析的结果就得出在各参考压力下的“堆芯进口温度—功率水平”的堆芯物理限值线,它是确定保护图的基础。

其次,分析另一个函数方程,即

$$f_2(W, AO) = 0$$

并取 $\text{MDNBR}=1.23$; p, T 为常数。

这一部分分析将在第4.5.3节轴向功率偏移堆芯DNB分析中给出。该节通过检验在Ⅱ类工况下所有理论上可能产生的轴向功率分布形状来确定这个函数(即功率亏损函数)。由这个函数分析结果表明,在给定条件(W, p, T)下,反应堆可以在给定的轴向偏移范围内运行。在这个轴向偏移范围之外,功率水平必须降低或停堆。为此在超温 ΔT 保护通道中增加一个随轴向功率偏差而变化的补偿函数来保护堆芯安全。

4.5.2 堆芯物理限值

堆芯物理限值分析的目的在于确定堆芯物理限值线。堆芯物理限值线用于确定超温 ΔT 和超功率 ΔT 保护通道中有关系数。通常堆芯物理限值线由DNBR限值线、热通道出口含汽量限值线和压力容器出口饱和限值线等三部分线段组成。但由于所采用WRB-1关系式求得的含汽量范围的上限值较高,因此热通道出口含汽量限值线在堆芯物理限值图中不出现。堆芯物理限值分析的重点是DNBR限值分析。

DNB设计基础是在Ⅰ、Ⅱ类工况下,在受限燃料棒上,在95%的置信水平上,至少有95%的概率不发生DNB。为了保证DNBR不小于安全分析的限值,应由反应堆运行工况的范围来确定堆芯DNBR限值。堆芯DNBR限值线表征为由反应堆功率、运行压力以及冷却剂进口温度等测量参数值组成的限值区域,这个区域的点值应满足下列准则:①MDNBR不小于安全分析DNBR限值;②热通道出口含汽量不大于所采用DNB关系式的含汽量范围的上限值;③压力容器出口 $T_{\text{hot}} < T_{\text{sat}}$ 。这个限值保证 T_{hot} 和 T_{cold} 的测量值之差仍正比于功率。其中, T_{hot} 为压力容器出口冷却剂温度, T_{cold} 为压力容器进口冷却剂温度, T_{sat} 为参考压力下的冷却剂饱和温度。

堆芯DNBR限值线是确定反应堆超温 ΔT 保护和超功率 ΔT 保护定值的基础之一。反应堆保护系统通过设置超温 ΔT 和超功率 ΔT 保护通道来保护堆芯安全,防止在Ⅰ类和Ⅱ类工况下堆芯发生偏离泡核沸腾(DNB)和燃料棒中心

熔化。

确定堆芯限值使用FLICA-F程序以及水和水蒸气物性参数表。FLICA-F程序用于计算DNBR。水和水蒸气物性参数表用于计算压力容器出口饱和限值线。

4.5.2.1 假设

确定堆芯DNBR限值的方法依据的假设:①设计的轴向功率分布是具有典型的峰值($F_z=1.55$)的截尾余弦。②额定工况径向功率分布见图2.2-59和图2.2-60。不是额定工况时,径向峰值因子随功率减少而增加,使用关系式(2.2-26)修正。③FLICA-F程序分析所用子通道划分见图2.2-58和图4.2-59。④流进热组件的冷却剂流量减少5%。⑤对于堆芯限值的压力范围的考虑,应覆盖从稳压器低压保护到高压保护整个范围。为此,堆芯限值是按压力12.93、14.2、15.5及16.72MPa产生的。⑥堆芯限值的压力容器出口沸腾段,按稳压器的压力计算。而DNBR和堆芯热通道含汽量计算中,要考虑稳压器和堆芯之间的压力差影响,如果有关专业提供不了这个压差数据,可保守地忽略这一压差影响。

4.5.2.2 计算方法

(1)堆芯DNBR限值线。确定堆芯DNBR限值线时,在每个参考压力下,先设定堆芯某个相对功率水平所对应的堆芯进口温度 T_{in} ,由水和水蒸气物性参数表查得对应参考压力下的水密度,根据反应堆体积流量计算出质量流量,作为FLICA程序的输入可计算出堆芯MDNBR值。当MDNBR值不等于堆芯DNBR限值时要重新假定堆芯进口温度 T_{in} ,重复以上的计算,直到MDNBR值等于堆芯DNBR限值,这时得到的堆芯进口温度才是堆芯DNBR限值线上某个相对功率水平所对应的堆芯进口温度 T_{in} 。在实际反应堆上, $T_{\text{in}} = T_{\text{cold}}$ 。

(2)压力容器出口饱和限值线。在堆芯物理限值图上,压力容器出口饱和限值线与DNBR限值线一样,在同一压力范围确定。为了确定堆芯进口温度,要使压力容器出口平均焓等于饱和焓,也即 $T_{\text{hot}} = T_{\text{sat}}$ 。计算过程类似DNBR限值线上堆芯进口温度点产生的方法,压力容器进口流量作为计算的输入迭代产生压力容器出口饱和限值线上某个相对功率水平所对应的堆芯进口温度 T_{in} 值。压力容器出口饱和限值线应包括每个压力下0%FP的 T_{in} 点值。

(3)堆芯物理限值曲线。由以上计算产生的作为功率和压力函数的两组堆芯进口温度 T_{in} 值。在堆芯进口温度对功率坐标平面上,对每个参考压力,分别绘出这些数组的曲线,就得出堆芯物理限值线图来。图2.2-66所示为秦山第二核电厂反应堆堆芯物理限值线。

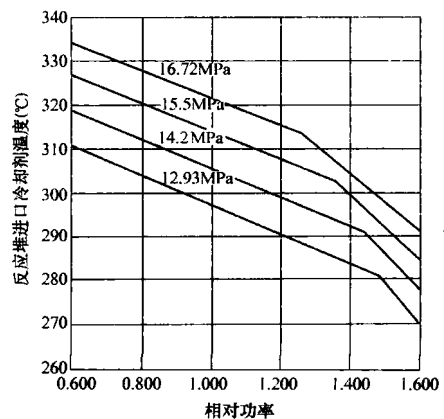


图2.2-66 秦山第二核电厂反应堆堆芯物理限值线

4.5.3 轴向功率偏移堆芯 DNB 分析

轴向功率偏移 (AO) - 堆芯 DNB 分析的第一个目的是对 I 类工况下产生的各功率分布进行 DNBR 计算, 确定出 I 类工况下的最小 DNBR 值; 第二个目的就是确定功率亏损函数。

在符合反应堆控制规程的情况下, 用一维程序 ESPADON 计算产生了大量的 I 类和 II 类工况下的功率分布。在产生这些功率分布时, 选取不同的初始氙分布, 对不同控制棒棒位、功率、温度和燃耗加以组合, 以得到最不利的分布形状。然后用 PUCE 程序进行 DNBR 值计算, 并绘制出 I 类和 II 类工况下的“蝇迹”图。

4.5.3.1 假设

用于轴向功率偏移堆芯 DNB 分析的通用假设条件与 4.5.2 节堆芯物理限值线的假设条件相同。

为确保 DNBR 计算的保守性, 在计算裕量和焓升因子的计算方法上作如下假设:

(1) 应用到 F_{XY} 值上的不确定性因子。应用到 F_{XY} 值上的不确定性因子包括: ①4% 为 F_{XY} 计算不确定性; ②4% 为附加裕量; ③1% 为径向氙振荡的影响 (对秦山第二核电厂)。

由于 F_{XY} 值是在额定功率情况下计算得到的, 所以在考虑每一种情况下不同的功率水平时应该重新调整 F_{XY} , 即

$$F_{XY} = F_{XY}(100\%FP)[1 + 0.1(1 - P_W)] \quad (2.2-33)$$

式中: P_W 为相对功率。

(2) 焓升因子设计值。用在 DNBR 计算中的径向功率分布是设计值, 这个值是整个堆芯寿期的包络值。实际上, 在热通道中的核焓升因子 $F_{\Delta H}^N$ 由下面公式给出, 即

$$F_{\Delta H}^N = 1.55[1 + 0.3(1 - P_W)] \quad P_W < 1 \quad (2.2-34)$$

$$F_{\Delta H}^N = 1.55 \quad P_W \geq 1$$

(3) 堆芯入口流量分布。热组件入口的流量减少 5%。

(4) 燃料密实化是可以忽略的, 因为芯块高度仅仅减少了 10^{-3} 量级。

4.5.3.2 计算方法

为了快速计算, 计算采用 PUCE 堆芯单通道热工水力计算程序。为了提高计算精度, PUCE 程序需要用 FLICA-F 三维堆芯子通道分析程序校算。

PUCE 程序输入包括流量不均匀分布修正因子和焓升修正因子。这两个修正因子可通过 FLICA-F 基准运算的结果计算确定。

将各循环功率分布数据输入 PUCE 程序, 由 PUCE 程序运算可产生所需各蝇迹点值, 再由该程序的绘图功能就可产生 I 类或 II 类工况下的蝇迹图。

(1) I 类工况蝇迹图。在 I 类工况 DNBR 计算中, 出于保守考虑, 计算 DNBR 时应考虑功率、入口温度和压力的测量不确定性和波动误差。

计算中考虑的不确定性偏差值为: ①功率为 +2%; ②堆芯入口温度为 +2.2°C; ③压力为 -0.21MPa。

将 I 类工况下各循环可能产生的功率分布, 用 PUCE 程序计算 DNBR 值。将计算得到的各工况下的最小 DNBR 与参考的 DNBR 比较, 在“轴向功率偏差 (ΔI) - DNBR 裕量”平面上就画出蝇迹图, 从而确定出 I 类工况下的最小 DNBR 值。图 2.2-67 所示为 I 类工况下典型的蝇迹图。

对秦山第二核电厂计算得到的各循环蝇迹图研究显示, 轴向峰值 F_z 为 1.55 的截尾余弦分布是正常运行工况下的包络分布。在这种分布下所确定 I 类工况下的 MDNBR

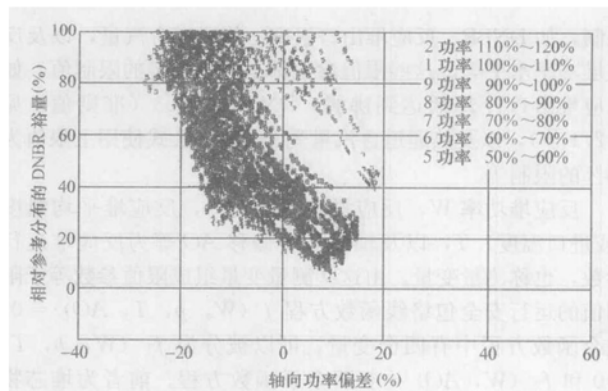


图 2.2-67 I 类工况蝇迹图

为 2.16。

同样, 大亚湾核电厂计算得到的各循环的蝇迹图显示, 轴向峰值为 $F_z = 1.3$, $AO = 9\%$ 的包络轴向功率分布 ($F_{\Delta H}^N = 1.55$) 是正常运行工况下的包络分布, 这种分布下的 MDNBR 为 1.79。

(2) II 类工况蝇迹图。II 类工况下是在“轴向功率偏移 (AO) - 功率裕量”平面上产生蝇迹图。

在“轴向功率偏移 (AO) - 功率裕量”平面上产生蝇迹点的方法是将 II 类工况下产生的功率分布与参考功率分布在物理限值线上对应的入口温度这样不利的条件进行比较。在这种条件下, 当对应于准则值 $DNBR = 1.23$ 时就确定了“临界”功率水平。如果功率分布比参考分布有利, 临界功率就高于计算功率, 画在“蝇迹”图上, 这个点就是一个正裕量点。

相反, 如果临界功率小于由参考分布得到的值, 在蝇迹图上, 这个点就是一个负裕量点。以上这一过程是通过 PUCE 程序功能完成的。

在蝇迹点全部形成后, 在蝇迹点的下边界作点的包络线, 它由折线段构成。该包络线即功率亏损函数方程 $f_2(W, AO) = 0$ 。由此确定功率亏损与轴向功率偏移的关系。

通过对堆芯各循环的蝇迹图研究得出的功率亏损函数见表 2.2-45。计算得到的蝇迹图结果显示, 对于该表所定义的功率亏损函数, 轴向峰值 F_z 为 1.55 的截尾余弦分布 ($F_{\Delta H}^N = 1.55$) 仍是一个包络分布。

表 2.2-45 功率亏损函数

电厂名称	死区		斜率 (%功率亏损/%轴向功率偏移)	
	正 AO	负 AO	正 AO	负 AO
秦山第二核电厂	+4%	-30%	-0.6	+0.8
大亚湾核电厂	+2%	-30%	-0.7	+0.8

图 2.2-68 所示为 II 类工况下典型的蝇迹图, 在图 2.2-69 中也表示了秦山第二核电厂功率亏损随轴向功率偏移的关系曲线。由该图不难看出, 在 II 类工况的各种功率分布

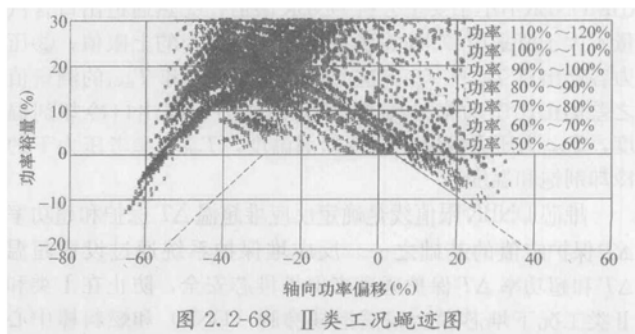


图 2.2-68 II 类工况蝇迹图

下,在参考的轴向余弦包络功率分布范围内,反应堆运行在图 2.2-66 所确定的堆芯物理限值线范围之内;在这个参考运行带之外,用图 2.2-69 所示的功率亏损函数对运行功率加以限制,以确保堆芯安全。

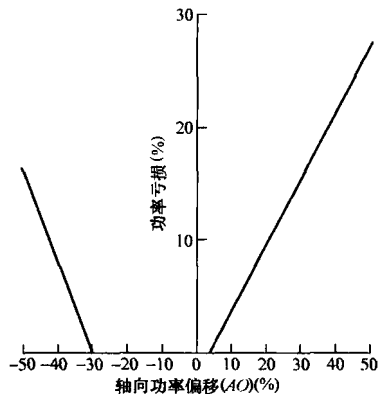


图 2.2-69 功率亏损函数随轴向功率偏移的变化

4.6 仪表监测

4.6.1 堆内仪表

堆内仪表系统由以下两部分组成:布置在堆芯出口的热电偶能测量预先选定位置上燃料组件的冷却剂出口温度;布置在导向管内的裂变室探测器,可在选定的燃料组件的长度上移动,以测量中子注量率分布。将可移动式中子探测器和固定式热电偶提供的信息联系起来,可以得到堆芯所有象限径向、轴向和方位角的特性。

堆芯出口热电偶是监测功率分布的辅助性中子注量率监测仪表。经常而系统地收集热电偶读数为操纵员提供一种基本数据。从这种基本数据出发,能够推断出反常的高读数或反常的低读数、象限温度倾斜或系统地偏离以前的参考图。

如果热电偶系统指示了一种反常情况,为了得到更详细的堆芯功率分布图,就应当使用堆轴向功率偏移(AO)内可移动式中子探测系统。当这两个互相补充的图 2.2-69 功率亏损函数随轴向功率偏移的关系系统结合一起使用时比单独使用其中一个系统更为有效。

采用堆内仪表可以获得有关数据,由这些数据就能够确定堆芯内裂变功率密度分布、堆芯冷却剂的焓升分布及燃料燃耗分布。

4.6.2 超温 ΔT 和超功率 ΔT 仪表

超温 ΔT 紧急停堆保护堆芯避免发生较低的 DNBR,超功率 ΔT 紧急停堆保护堆芯避免功率过高。

在确定超温 ΔT 和超功率 ΔT 紧急停堆整定值时所含的参数包括冷却剂的温度、压力、流量,以及采用多段堆外探测器给出的堆芯轴向功率分布。

4.6.3 限制最大功率输出的仪表

三个区段(源区段、中间区段和功率区段)的中子探测器,经核测量仪表电子线路处理后的输出,用于限制其各自区段内的反应堆最大功率输出。

秦山第二核电厂在反应堆周围一次屏蔽体内六个径向位置上共装有 8 个中子探测器;源区段的两个正比计数器装在安放有启动用的一次中子源的堆芯“平坦”区相对的位置上,它的标高为堆芯高度的一半。放在相同的仪表井中的中间区段的两个补偿电离室及作为源区段探测器的探测器组件布置在正比计数器附近的高度上。

功率区段所设的 4 个 6 段非补偿电离室组件垂直安放并布置在离反应堆压力容器任何一点都等距离的位置上。三个区段的探测器用来提供输入信号以监测从完全停堆工况到 120%FP 的中子注量率,并具有记录达到 200%FP 的超功率激增的能力。

4.6.4 象限功率倾斜的探测

在正常运行时,预计不会发生重大的象限功率倾斜。因为这种现象是由某些不对称扰动引起的,例如,控制棒组件跌落或者失步会引起热通道因子的变化。其他引起象限功率倾斜的可能原因有 X-Y 平面氦瞬态、入口温度不匹配和在公差范围内的燃料富集度变化等。

除上述不能预计的象限功率倾斜外,其他容易解释的不对称可以在堆外探测器象限功率倾斜报警的标定时观察到。在运行期间,堆芯功率分布图在一个等效满功率·月内至少测量一次,为了标定目的,还要定期测量附加的功率分布。当这些功率分布偏离预计的功率分布时,要对这些功率分布图中的每一幅都进行复核。堆芯各象限间的不对称经常是因组件和或部件移动和转动不满足精确的对称装载的设计要求而引起的。在计划中的或其他情况下,观察到的不对称的可接受性完全取决于是否满足所要求的事态分析的假定条件。

实际上,通过审查堆芯功率分布图,一旦确认这种象限功率倾斜是可以接受的,则可以将象限功率倾斜报警和有关仪器的象限功率倾斜率调至零,作为标定过程的最后一步。这种操作可确保仪器的精确标定,以便在两次标定间隔期中象限之间关系发生难以解释或不能预计变化的事件时进行报警。由于设计或运行规程或特殊的分析制止了所有可能引起不对称的起因,在设计中不允许出现无法预期的象限功率倾斜而造成的热通道因子的增大,因此,象限功率倾斜报警的适当功能是重要的。最后,当不易解释的象限功率倾斜事件确定发生时,按有关技术规格书规定的纠正动作来确保反应堆继续安全运行。

5 反应堆及反应堆冷却剂系统屏蔽设计

核电厂与常规电厂的根本区别就在于核电厂依靠反应堆内的核裂变产生热量发电。由于核裂变伴随释放出大量危害人体健康的射线(中子、 γ 、 β 等),其中快中子、 γ 危害更大。反应堆及冷却剂系统的屏蔽设计就在于有效地屏蔽这些射线对人体的伤害。为此,设计人员首先必须根据核安全法规制定剂量限值、设计准则和选用成熟的计算程序、计算模型、数据库,同时完成反应堆、堆芯燃料组件、相关组件、系统和设备中的放射性源项计算,并根据各自的源项完成反应堆及相关系统,构筑物的屏蔽设计,以满足反应堆运行、换料、维修等工况下相应的准则及限值要求。本文从工程发出,介绍了核电厂屏蔽设计所使用的程序、方法、数据和设计技巧,并以 600MW 的秦山第二核电厂和 1000MW 的大亚湾核电厂为例,作了具体描述,仅供参考。

5.1 设计准则和设计要求

反应堆和反应堆冷却剂系统辐射屏蔽设计的基本任务是通过反应堆屏蔽和主回路设备间屏蔽的合理配置,主回路设备间不同部位取用不同的设计剂量限值及选择屏蔽性能良好而又适用的屏蔽材料,设计出经济合理、技术可行、防护能力强的屏蔽体,以确保工作人员和环境的辐射剂量安全,确保堆内构件和反应堆压力容器在整个核电厂设计寿命内的快中子辐照安全,确保反应堆混凝土屏蔽体在反应堆设计寿命内的稳定性和完整性。此外,还可为反应堆的安全运行、检

修、换料等提供数据。

基于上述设计任务，压水堆核电厂反应堆及反应堆冷却剂系统辐射屏蔽设计应予遵循的设计准则和应予满足的设计要求归纳如下：

(1) 遵照国标“GB 8703—1988”辐射防护三原则，即“实践的正当性、辐射防护的最佳化及对个人剂量的限制”，使工作人员的受照剂量达到“合理、可行、尽量低”的水平。

(2) 按照平衡循环工况下反应堆以额定功率长期运行进行辐射屏蔽设计。

(3) 为了确保反应堆压力容器在整个核电厂设计寿期内的辐照安全，根据国产 A508-3 钢的特性，反应堆压力容器内表面能量不低于 1.0MeV 的快中子注量的设计限值不高于 $5.0 \times 10^{19} / \text{cm}^2$ 。

(4) 为了限制核发热，保证反应堆屏蔽体性能的稳定性和完整性，混凝土屏蔽体内表面中子注量率的设计限值不高于 $5.0 \times 10^9 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ ， γ 入射能量注量率的设计限值不大于 $4.0 \times 10^{10} \text{MeV} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。

(5) 为了限制热中子活化产物的辐射影响，对于停堆后人员可能进入的部位，在运行工况下反应堆屏蔽外表面热中子注量率的设计限值不大于 $10^5 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。

(6) 主回路设备间不同部位取用不同的设计剂量限值。

(7) 严格遵循“辐射分区及其设计剂量限值”的有关规定。

(8) 将反应堆屏蔽设计和主回路设备间屏蔽设计作为一个整体，统一考虑，恰当配置，力争整体效果最佳。

(9) 在辐射屏蔽设计中必须采用适用、可靠的计算程序和数据库。

(10) 主回路设备间辐射屏蔽设计应取 2 倍安全系数。

5.2 辐射分区及其设计剂量限值

根据核电厂总体设计和相关标准的要求，将与放射性有关的核电厂整个厂区划分为黄区、橙区和红区等 3 种辐射分区，并确定了各个辐射分区的设计剂量限值。根据上述总体设计要求以及与“反应堆及反应堆冷却剂系统”相关的反应堆厂房各个部位的具体情况，特别是反应堆运行期间和停堆之后，工作人员是否去该部位工作以及在该部位停留时间的长短，将与“反应堆及反应堆冷却剂系统”辐射屏蔽设计相关的主回路设备间内外以及堆坑、堆坑通道和小室内外各部位，分别划分为若干辐射分区，并以此作为“反应堆及反应堆冷却剂系统”辐射屏蔽设计准则和设计要求。秦山第二核电厂辐射分区设计剂量限值 D 为：黄区 $0.025 \text{mSv/h} \leq D < 2 \text{mSv/h}$ ；橙区 $2 \text{mSv/h} \leq D < 100 \text{mSv/h}$ ；红区 $100 \text{mSv/h} \leq D$ 。堆坑、堆坑通道及小室均为红区，小室迷宫为黄区。蒸汽发生器间、反应堆冷却剂泵（以下简称主泵）间及稳压器间内外各部位的辐射分区见表 2.2-46 和表 2.2-47。

表 2.2-46 蒸汽发生器间和主泵间内外各部位辐射分区

名 称		辐射分区					
标高 (m)		4.65	8.00	12.125	15.50	20.00	24.00
蒸汽发生器间	房间内	红区	红区	红区	红区	红区	红区
	内墙外	红区	红区	红区	红区	红区	橙区
	西墙外	黄区	黄区	黄区	黄区	橙区	橙区
主泵间	房间内	红区	红区	红区	红区	橙区	橙区
	西墙外	黄区	黄区	黄区	黄区	橙区	橙区
	南墙外	黄区	黄区	黄区	橙区	橙区	橙区

表 2.2-47 稳压器间内外各部位辐射分区

名 称	辐 射 分 区					
标高 (m)	8.00	11.50	13.20	16.90	20.00	24.00
房间内	橙区	橙区	橙区	橙区	橙区	橙区
北墙外	黄区	黄区	黄区	黄区	橙区	橙区
东墙外	橙区	橙区	橙区	橙区	橙区	橙区

5.3 计算程序和数据库

(1) FCSC2 程序。该程序是裂变产物和腐蚀产物源项程序。它以放射性核素及其源项系统间传输模型、裂变产物和活化产物或腐蚀产物源项同步关联模型及正常工况、事故工况和停堆工况源项同步关联模型和独立线性链模型为基础，一次计算可以单独或同时给出堆芯和堆内构件裂变产物和活化产物源项及主、辅回路系统流质和相关设备裂变产物和腐蚀产物源项；也可以单独或同时给出从堆芯到主、辅回路各系统任一正常工况、事故工况和停堆工况源项；可以计算和确定净化装置对反应堆冷却剂放射性核素的净化作用及其自身源项；也可以计算和给出水中所含杂质源项。此外，该程序还具有多种选择输出功能。该程序中，配置了一个含有 1444 个核素的核数据库，其中包括 100 个裂变（衰变）链、10 个重核素链的核数据；可以提供 1444 个核素的核密度、放射性浓度或比活度以及多能群 α 、 β 、 n 、 γ 源强，其中包括自发裂变中子和自发裂变 γ 源强。

(2) SLODO 程序。该程序为反应堆冷却剂 ^{16}N 和 ^{17}N 源项程序。它以中子慢化理论为基础，考虑了高能快中子 ($E \geq 9.0 \text{MeV}$) 与堆芯核的弹性和非弹性碰撞以及与堆芯核的 (n, p) 和 ($n, 2n$) 等反应，比较严格地给出了堆芯和相邻辐照区高能快中子群注量率按空间和能量的分布，比较细致地考虑了冷却剂在反应堆堆芯和相邻辐照区的流动和受照情况以及它在主回路中的流动和衰变情况，可以计算和给出稳定工况下无限均匀堆芯介质和均匀堆芯功率密度情况下堆芯各群高能快中子非碰撞注量率、碰撞注量率和总注量率，可以计算和给出单流程和双流程工况下第末辐照区出口处以及主回路系统各个典型部位冷却剂中激活核 ^{16}N 和 ^{17}N 的平衡放射性浓度以及相应的 γ 和中子源强。

(3) ANISN 程序。该程序是一维离散坐标中子和 γ 输运计算程序。它考虑了粒子散射的各向异性，适宜处理规则几何粒子的深穿透问题。在堆芯核设计中，可用来求解平板、圆柱和球几何系统内的各种本征值问题。在屏蔽设计中，可用来计算独立外源问题。此外，它还具有并群功能，可以制作与区域相关的少群权重截面，供二维离散坐标程序 DOT3.5 进行二维输运计算使用。

(4) DOT3.5 程序。该程序是二维离散坐标中子和 γ 输运计算程序。除不能产生并群参数外，它所依据的理论模型及其所具有的功能与 ANISN 程序是相同的。它可以计算反应堆的本征值问题，也可以计算独立外源问题，如固定分布源、固定边界源。它可以对二维 (R, θ)、(R, Z) 和 (X, Y) 几何模型进行中子和 γ 输运计算。

(5) DLC-75/BUGLE-80 截面库。它是适用于轻水堆辐射屏蔽设计的核截面库，是含有 43 种核素核截面和 49 种 Kerma 因子（能量沉积因子）的核数据库，是中子 47 群、 $\gamma 20$ 群而散射截面展开取 P_3 近似的核数据库。

(6) GSCM 程序。该程序是几何源辐射屏蔽点核积分程序，以“几何空间装配方法”构建几何空间，以相对坐标系

和坐标变换方法描述和确定各个基本体在几何空间中的几何关系,以点核积分技术处理粒子在几何空间中的穿透行为,配有基本体库和数据库,可以计算和给出点源、圆柱面源、圆环面源、球台面源、椭球台面源以及圆筒体源、长方体源和球壳体源在几何空间各剂量点造成的剂量率和能量注量率,适宜反应堆辐射剂量场计算以及反应堆开盖检修和开盖卸料时的辐射屏蔽计算。

(7) QAD-CGA 程序。该程序是在 QAD-CG 程序的基础上,通过比较大的改进和扩充而形成的新版本。它以组合几何技术构建几何空间,以相对坐标系和坐标变换方法描述和确定各个基本体在几何空间中的几何关系,以点核技术处理粒子在几何空间中的穿透行为,以射线跟踪方法提高粒子在几何空间中穿行的光学距离的速率,一次计算可以单独或同时给出每一体源和所有体源在所有剂量点造成的能量注量率、剂量率和释热率,是一种颇具特点的适宜处理复杂几何空间辐射屏蔽问题的点核积分程序。该程序中,还配置了一个基本体库,库中含有 3 种不同类型的体源和 9 种不同类型的屏蔽体;同时,还配置了一个数据库,库中含有 92 种元素和 8 种常用屏蔽材料的 γ 射线减弱系数以及水、混凝土、铝、铁、铅等 5 种材料的剂量积累因子和水、铝、铁、铅等 4 种材料的能量吸收积累因子。

(8) MORSE-CG 程序。该程序是 MORSE 程序的组合几何版本,是一种通用的中子和 γ 输运蒙特卡罗程序。通过采用多群截面,可以得到中子、 γ 或耦合的中子- γ 输运问题的直接解或共轭解。此外,可以解与时间相关的反应堆屏蔽问题和临界问题,可以处理各向同性散射以及勒让特展开高达 P_{16} 的各向异性散射。由于采用了组合几何技术,从而更适宜处理复杂的三维几何粒子输运问题。MORSE-CG 程序为模块式结构,各模块之间有简单的接口程序,以实现模块连接或根据需要插入新的程序。MORSE-CG 程序和 BREESE 程序一起使用,可以有效地处理反照散射模拟问题。

(9) DLC-59/CAD 数据库。这是一个包括水、普通混凝土、碳钢和覆盖钢的普通混凝土等 4 种材料的巨型反照数据库。其中,每种材料都拥有 51 群中子、25 群 γ 的微分反照数据。它规模大,材料多,又有配套的加工程序,使用方便又灵活,且对于执行反照散射模拟计算和研究反照蒙特卡罗方法都是重要的。

(10) MORSE-ALBC3 程序。它是在引进 MORSE-CG 和 BREESE-II 程序的基础上开发的反照蒙特卡罗程序。它除具有 MORSE-CG 程序的所有功能之外,还具有下述功能和特点:克服了常规蒙特卡罗方法只能求解小几何系统(10 个平均自由程)粒子输运问题的局限性,可以而且适宜求解多种反照介质(≤ 10)包围的大型空腔内的辐射散射和大尺寸孔缝的辐射泄漏问题;可以求解中子反照、光子反照以及中子-光子耦合反照模拟计算;具有大型配套的反照数据库 DLC-59/CAD 及数据加工程序 PROALB,可根据实际问题要求进行反照数据的并群处理和反照模拟数据的加工;以组合几何技术构建、描述和处理几何系统的辐射屏蔽问题,提高了处理三维复杂几何辐射屏蔽问题的能力;可以通过 DOMINO 程序建立 DOT-DOMINO-SOURCE-ALBC3 耦合计算系统,并已广泛用于辐射漏束计算。

(11) MORSE-COUPLE 程序。它是反照蒙特卡罗(AMC)耦合计算程序。建立了 SN-AMC-AMC 耦合计算链,可以实现两次反照蒙特卡罗(即 AMC-AMC)计算之间的耦合计算;通过设置耦合面,建立伪源,分区段处理,可以解决粒子的深穿

透问题或大几何空间的粒子输运问题;在 AMC-AMC 耦合计算中,没有复杂的坐标变换,因而易与 MORSE-CG 程序连接。此外,由于采用了组合几何技术,因而提高了构建、描述和处理复杂几何空间辐射屏蔽问题的能力。

(12) MCNP-3B 程序。它是一个超大型、多功能蒙特卡罗程序。可以进行中子-光子耦合输运计算,包括临界系统的本征值计算和处理任意三维复杂几何的辐射屏蔽计算问题。

(13) PKI 程序。该程序是一回路设备间辐射屏蔽设计点核积分程序。它以“几何空间装配方法”构建几何空间,以相对坐标系和坐标变换方法描述和确定各个基本体在几何空间中的几何关系,以点核积分技术处理粒子在几何空间中的穿透行为及其穿行的光学距离,对源强进行了比较细致的离散,比较严格地考虑了源的自吸收作用、中间设备的“阴影”屏蔽作用以及管壁、器壁和屏蔽体的屏蔽作用,一次计算可以单独或同时给出每一辐射源和所有辐射源在所有剂量点造成的结果,具有比较大的灵活性和比较高的计算效率。此外,还配置了一个基本体库和一个数据库。基本体库中含有 4 种反应堆屏蔽面源、7 种冷却剂体源和 11 种屏蔽体;数据库中含有 4 种不同材料的 M. A. Capo 多项式能量和剂量积累因子、 γ 射线“能量注量密度-剂量当量率”转换因子以及 92 种元素和 8 种常用屏蔽材料的 γ 射线质量减弱系数。

5.4 反应堆源项计算

反应堆源项可以归纳为以下三类各具特点的源项:

(1) 第一类。堆芯中子和 γ 源项。整个反应堆的辐射粒子最初都是来自堆芯核裂变、裂变产物和相关核反应,而后通过各种方式和途径传输到反应堆厂房、核辅助厂房和核燃料厂房。

(2) 第二类。燃料组件和相关组件源项。它主要包括燃料组件、控制棒组件和中子源组件源项。对于这些组件源项,最受关注的是反应堆停堆 10 分钟以后的裂变产物衰变 γ 、活化产物衰变 γ 和自发裂变中子源项。这些组件源项是反应堆源项的一个重要方面,直接关系到堆顶换料水池、运输通道、运输容器和核燃料厂房的辐射屏蔽设计,关系到反应堆开盖检修和开盖卸料方式以及辐照性能检测和后处理的辐射剂量安全。

需要指出的是,由于燃料组件和相关组件上端部和下端部区域结构极其复杂,材料种类繁多,致使该区域中子按空间和能量的分布极其复杂,再加上倒料、换料造成的燃料组件的位置变化以及反应堆运行期间控制棒棒位的不断变化,因而很难精确地计算和给出组件上端部和下端部结构材料的活化产物源项数据。

(3) 第三类。堆内构件、压力容器和混凝土屏蔽源项。当然,最受关注的是它们各自的活化产物源项。堆内构件和压力容器活化产物源项,同样直接关系到反应堆开盖检修和开盖卸料的方式及核燃料厂房的辐射屏蔽设计等问题。但其尺寸比燃料组件和相关组件大,以致同一构件不同部位的中子注量率之间相差几个量级,因而这里只给出它们各自的单位中子注量率的活化产物源项,其实际源项可通过各个部位的具体的中子注量率算得。

5.4.1 堆芯中子源项

反应堆正常运行工况下,一般而言,堆芯中子源项主要包括瞬发裂变中子源项,缓发裂变中子源项,活化产物中子源项和光中子源项等 4 种中子源项。对于压水堆核电厂,真正有实际意义的堆芯中子源项则只有瞬发裂变中子源项和缓发裂变中子源项。再者由于缓发裂变中子在总裂变中子中所

占份额甚小（一般不足1%），本身能量又低，因此，从辐射屏蔽角度来看，缓发裂变中子的作用和影响甚小，完全可以将它划入瞬发裂变中子源项，无需单独列项处理。因此，可以近似认为，压水堆核电厂反应堆堆芯只有1种原始中子源项，即瞬发裂变中子源项。

再者，尽管不同类型裂变核的瞬发裂变中子的谱形基本上是相同的，但能谱“硬度”还是有些差异，例如²³³U和²³⁹Pu的热中子裂变瞬发裂变中子能谱虽然均比²³⁵U的“硬”些，但此差异对辐射屏蔽设计造成的影响甚小可以忽略不计。因此，在辐射屏蔽设计中，还可以近似地认为堆芯具有同一瞬发裂变中子源项，即²³⁵U因热中子裂变而产生的瞬发裂变中子为堆芯中子源项。

下面，列出两个著名的、基于实测结果并已广泛用于工程设计的²³⁵U热中子裂变时瞬发裂变中子能谱表达式。

(1) B. E. Watt 表达式。即

$$N(E) = 0.484e^{-E} \sinh \sqrt{2E} \quad (\text{MeV}^{-1}) \quad (2.2-35) \\ (0.075 \sim 17.0 \text{ MeV})$$

(2) L. Cranberg 表达式。即

$$N(E) = 0.453e^{-E/0.965} \sinh \sqrt{2.29E} \quad (\text{MeV}^{-1}) \quad (2.2-36) \\ (0.18 \sim 12.0 \text{ MeV})$$

式中：E 为以 MeV 为单位；N(E) 为瞬发裂变中子时能量 E 处单位能量间隔内的瞬发裂变中子所占份额。

特别指出，两个表达式没有实质性差异，只是在 E = 0.18 ~ 12.0 MeV 的范围内，式 (2.2-36) 式比式 (2.2-35) 与实测值符合得更好。

如果以 P(r) 表示堆芯 r 点，以“W/cm³”为单位的功率密度，则堆芯 r 点能量 E 处单位能量间隔瞬发裂变中子源强 S(r, E) 可以表示为

$$S(r, E) = 3.1 \times 10^{10} \nu P(r) N(E) \quad (\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{MeV}^{-1}) \quad (2.2-37)$$

式中：ν 为每次核裂变放出的平均中子数。

在平衡循环工况下，反应堆堆芯不仅有大量的²³⁵U 热中子裂变，而且有大量的²³³U 和²³⁹Pu 热中子裂变以及²³⁵U 和²³⁸U 快中子裂变。这些核裂变放出的中子数各不相同，当前设计中采用的每次裂变放出的平均中子数 ν = 2.53 是一个综合数据。

反应堆停堆后，堆芯尚有某些核素辐射中子，其中最重要的是自发裂变中子源项。在乏燃料组件运输容器辐射屏蔽设计中，将会考虑自发裂变中子源项的影响。

根据反应堆的额定功率，功率运行史，堆芯体积，堆芯主要裂变核的热中子和快中子裂变率等相关参数，采用 FC-SC2 程序计算反应堆停堆后不同时刻堆芯中子源项，在表 2.2-48 中给出了停堆后 1 天和 7 天堆芯中子源强的计算结果。

表 2.2-48 停堆后堆芯中子源

能量 (MeV)	不同时刻中子源强 [n/(cm ³ ·s)]	
	停堆 1 天	停堆 7 天
0.0~1.0	1.098×10 ³	1.088×10 ³
1.0~3.0	1.710×10 ³	1.691×10 ³
3.0~5.0	5.555×10 ²	5.502×10 ²
5.0~7.0	1.411×10 ²	1.397×10 ²
7.0~10.0	4.032×10 ¹	3.993×10 ¹
总 和	3.543×10 ³	3.509×10 ³

5.4.2 堆芯 γ 源项

反应堆正常运行工况下，核电厂反应堆堆芯 γ 源项，主要包括瞬发裂变 γ 源项、短寿期裂变产物衰变 γ 源项，长寿命裂变产物衰变 γ 源项、俘获辐射 γ 源项、活化产物衰变 γ 源项以及快中子非弹性散射 γ 源项等 6 种 γ 源项。

在每次核裂变中，在 0.3 ~ 10.0 MeV 的重要能量范围内，发射 7.4 个瞬发裂变 γ 及 7.2 MeV 的能量，因而瞬发裂变 γ 源项成为第一重要堆芯 γ 源项。在核裂变后的第 1 个 10min 内，裂变产物发射 6 个短寿期裂变产物衰变 γ 及 5.5 MeV 的能量，对堆芯 γ 源项有重大贡献，并因而成为第二重要堆芯 γ 源项。第三个重要的堆芯 γ 源项，则是俘获辐射 γ 源项，一是它的源强较大，二是能量高，穿透力强，在反应堆屏蔽中起着重要作用。虽然长寿命裂变产物衰变 γ 源项在反应堆运行期间对堆芯 γ 源项贡献较小，但在反应堆停堆 10 分钟之后将起重要作用，因而成为第四重要堆芯 γ 源项。第五个重要的堆芯 γ 源项是活化产物衰变 γ 源项，反应堆停堆 10 分钟以后，它将成为重要的堆芯 γ 源项。

下面，给出两个以实测结果为基础的 γ 数能谱表达式。

瞬发裂变 γ，即

$$N(E) = 8.0e^{-1.10E} \quad (\text{MeV}) \quad (2.2-38) \\ (1.0 \sim 7.0 \text{ MeV})$$

总裂变 γ (瞬发裂变 γ + 裂变产物衰变 γ)，即

$$N(E) = 14.0e^{-1.10E} \quad (\text{MeV}) \quad (2.2-39) \\ (1.0 \sim 7.0 \text{ MeV})$$

以上两式，E 以 MeV 为单位，N(E) 为每次裂变、能量 E 处单位能量间隔 γ 数。

停堆后特别是停堆一定时间之后，堆芯 γ 源项主要是长寿命裂变产物衰变 γ 源项和活化产物衰变 γ 源项。

根据反应堆的额定功率，功率运行史，堆芯尺寸，堆芯主要裂变核的热中子和快中子裂变率，在燃料元件包壳无破损情况下，采用 FCSC2 程序计算反应堆停堆后不同时刻堆芯 γ 源项，在表 2.2-49 中给出了反应堆停堆后 0.5h 和 1.0h 堆芯裂变产物 γ 源强的计算结果。

表 2.2-49 停堆后堆芯裂变产物 γ 源强

能量/MeV	不同时刻 γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]	
	停堆 0.5h	停堆 1h
0.0~0.8	4.172×10 ¹²	3.706×10 ¹²
0.8~1.7	2.193×10 ¹²	1.713×10 ¹²
1.7~2.5	5.994×10 ¹¹	4.240×10 ¹¹
2.5~4.0	2.213×10 ¹¹	1.541×10 ¹¹
4.0~6.5	1.082×10 ⁹	7.386×10 ⁸
总 和	7.186×10 ¹²	5.998×10 ¹²

5.4.3 燃料组件源项

5.4.3.1 段裂变产物源项

根据燃料组件的平均功率及其功率运行史，组件尺寸，组件主要裂变核的热中子和快中子裂变率，在燃料元件包壳无破损情况下，采用 FCSC2 程序计算反应堆运行末期以及停堆后不同时刻燃料组件活性段裂变产物源项，在表 2.2-50 和表 2.2-51 中分别列出了反应堆运行末期燃料组件活性段少数裂变产物的放射性浓度以及反应堆运行末期和停堆后 4 天和 14 天燃料组件活性段裂变产物 γ 源强的计算结果。

表 2.2-50 反应堆运行末期燃料组件活性段
裂变产物的放射性浓度

核素	半衰期	放射性浓度 (Bq/cm ³)	核素	半衰期	放射性浓度 (Bq/cm ³)
^{83m} Kr	1.86h	1.173×10^{10}	¹³⁴ I	53min	2.172×10^{11}
^{85m} Kr	4.4h	2.499×10^{10}	¹³⁵ I	6.7h	1.858×10^{11}
⁸⁵ Kr	10.4a	1.100×10^9	^{133m} Xe	2.3d	2.869×10^{11}
⁸⁷ Kr	78min	4.573×10^{10}	¹³³ Xe	5.27d	2.006×10^{11}
⁸⁸ Kr	2.8h	6.538×10^{10}	^{135m} Xe	15.6min	3.998×10^{10}
¹³¹ I	8.05d	9.950×10^{10}	¹³⁵ Xe	9.2h	5.503×10^{10}
¹³² I	2.3h	1.440×10^{11}	¹³⁷ Xe	3.9min	1.729×10^{11}
¹³³ I	21h	2.009×10^{11}	¹³⁸ Xe	17min	1.625×10^{11}

表 2.2-51 燃料组件活性段裂变产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]		
	运行末期	停堆 4 天	停堆 14 天
0.0~0.75	5.721×10^{12}	9.528×10^{11}	2.654×10^{11}
0.75~1.75	8.249×10^{12}	6.106×10^{11}	3.845×10^{11}
1.75~2.75	4.119×10^{12}	2.621×10^{10}	1.336×10^{10}
2.75~3.50	4.487×10^{11}	3.639×10^8	2.183×10^8
3.50~10.0	3.672×10^{11}	7.994×10^2	8.152×10^2
总和	1.890×10^{13}	1.590×10^{12}	6.634×10^{11}

由于这里给出的源项是相应于燃料组件平均功率的源项,因此,在以此源项进行乏燃料组件运输容器或储存水池屏蔽设计时,应当考虑堆芯功率不均匀系数的影响。

5.4.3.2 端部结构材料活化产物源项

反应堆停堆 4 天和 365 天时,燃料组件上端部和下端部结构材料活化产物 γ 源强见表 2.2-52。

表 2.2-52 燃料组件端部结构材料活化产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]			
	停堆 4 天		停堆 365 天	
	上端部	下端部	上端部	下端部
0.0~0.75	2.73×10^9	2.51×10^9	4.04×10^7	4.97×10^7
0.75~1.25	1.28×10^{10}	1.34×10^{10}	3.80×10^9	3.32×10^9
1.25~1.75	1.89×10^9	2.17×10^9	1.73×10^9	1.50×10^9
1.75~2.25	2.34×10^6	3.74×10^4	0.0	0.0
总和	1.74×10^{10}	1.81×10^{10}	5.57×10^9	4.87×10^9

5.4.4 控制棒组件源项

由于控制棒组件结构复杂,又不适宜以其材料均匀化源项作为组件源项,因而这里将计算组件所含主要材料 Ag-In-Cd 和 ⁰Cr18Ni9Ti 的活化产物 γ 源强,为控制棒组件运输容器、运输通道和储存水池辐射屏蔽设计和安全分析提供源项数据。

计算中,首先根据控制棒组件的具体结构情况将其分解成若干个基本体,每个基本体相应于而且只相应于一种结构材料;而后根据反应堆的额定功率,功率运行史,在吸收体中 Ag、In、Cd 所占体积份额,Ag-In-Cd 和 ⁰Cr18Ni9Ti 的密度和化学成分等相关参数,在 Ag-In-Cd 吸收体始终处于堆芯部位情况下,采用 FCSC2 程序,通过一次计算即可同时给出反应堆运行末期以及停堆后不同时刻控制棒组件所含主要材料 Ag-In-Cd 和 ⁰Cr18Ni9Ti 的活化产物 γ 源强等所有源项数据,在表 2.2-53 中给出了 Ag-In-Cd 材料的活化产物 γ 源强的计算结果。

表 2.2-53 控制棒组件材料 Ag-In-Cd 活化产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]		
	运行末期	停堆 4 天	停堆 14 天
0.0~0.8	4.489×10^{13}	7.993×10^{12}	7.770×10^{12}
0.8~1.7	2.478×10^{13}	1.206×10^{13}	1.173×10^{13}
1.7~2.5	4.310×10^{13}	4.680×10^9	4.553×10^9
2.5~4.0	2.019×10^5	5.298×10^{-5}	4.902×10^{-28}
总和	3.358×10^{14}	2.005×10^{13}	1.950×10^{13}

5.4.5 中子源组件源项

采用与控制棒组件相同的处理方法,由 FCSC2 程序计算中子源组件所含主要材料 Sb-Be、Al₂O₃ 和 ⁰Cr18Ni9Ti 的活化产物 γ 源项。根据反应堆的额定功率,功率运行史,中子源组件所含主要材料 Sb-Be、Al₂O₃ 和 ⁰Cr18Ni9Ti 的密度和化学成分以及其他相关参数,用 FCSC2 程序,通过一次计算即可同时给出上述 3 种材料活化产物 γ 的所有源项数据。在表 2.2-54 中给出了 Sb-Be 材料活化产物 γ 源强的计算结果。

表 2.2-54 中子源组件材料 Sb-Be 活化产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]		
	运行末期	停堆 4 天	停堆 14 天
0.0~0.8	1.168×10^{13}	9.144×10^{12}	7.167×10^{12}
0.8~1.7	1.040×10^{13}	9.837×10^{12}	8.723×10^{12}
1.7~2.5	1.219×10^{12}	1.159×10^{12}	1.033×10^{12}
2.5~4.0	4.173×10^8	2.400×10^5	3.173×10^0
4.0~6.5	2.093×10^6	3.103×10^0	4.801×10^{-5}
总和	2.329×10^{13}	2.014×10^{13}	1.692×10^{13}

5.4.6 围板、吊篮和热屏蔽源项

在 600MW 核电厂反应堆中,堆内构件的围板、吊篮和热屏蔽材料都是不锈钢,对单位中子注量率 [$n/(cm^2 \cdot s)$] 活化产物 γ 源项而言,可以认为围板、吊篮和热屏蔽具有同一源项。

根据反应堆的额定功率,功率运行史,不锈钢的密度、化学成分以及其他相关参数,采用源项程序 FCSC2 计算反应堆运行期间以及停堆后不同时刻单位快中子、中能中子和热中子注量率下不锈钢的活化产物 γ 源项,在表 2.2-55 中给出了反应堆停堆后 0.5 小时和 1.0 小时单位中子注量率下不锈钢活化产物 γ 源强的计算结果。

5.4.7 反应堆压力容器源项

在 600MW 核电厂反应堆中,反应堆压力容器的厚度为 20.5cm,材料为低合金钢。根据反应堆的额定功率,功率运行史,钢的密度、化学成分以及其他相关参数,采用源项程序 FCSC2 计算反应堆运行期间以及停堆后不同时刻单位快中子、中能中子和热中子注量率下钢的活化产物 γ 源项,在表 2.2-56 中给出了反应堆停堆后 0.5h 和 1.0h 单位中子注量率下钢活化产物 γ 源强的计算结果。

5.4.8 混凝土屏蔽源

反应堆堆芯侧部圆筒形混凝土屏蔽实为钢筋混凝土屏蔽,钢筋所占体积份额为 3.7%,均匀化密度为 2.50g/cm³,其内外半径分别为 253.0 和 470.0cm,厚度为 217.0cm。

根据反应堆的额定功率,功率运行史,混凝土屏蔽的密度、化学成分以及其他相关参数,采用源项程序 FCSC2 计算反应堆运行期间以及停堆后不同时刻单位快中子、中能中子和热中子注量率下混凝土屏蔽的活化产物 γ 源项。在表 2.2-57 中给出了反应堆停堆后 0.5h 和 1.0h 单位中子注量率下混凝土屏蔽活化产物 γ 源强的计算结果。

表 2.2-55

停堆后不锈钢单位中子注量率活化产物 γ 源强

能 量 (MeV)	不同时刻单位中子注量率 γ 源强 [MeV/ (cm ³ · s)]					
	停堆后 0.5h			停堆后 1h		
	快 群	中能群	热 群	快 群	中能群	热 群
0.0~0.8	9.272×10^{-8}	5.721×10^{-7}	5.247×10^{-6}	9.026×10^{-8}	4.631×10^{-7}	4.773×10^{-4}
0.8~1.7	5.223×10^{-4}	2.973×10^{-3}	1.372×10^{-2}	5.148×10^{-4}	2.733×10^{-3}	1.238×10^{-2}
1.7~2.5	4.236×10^{-5}	1.960×10^{-3}	1.089×10^{-2}	3.682×10^{-5}	1.714×10^{-3}	9.527×10^{-3}
2.5~4.0	3.619×10^{-6}	1.687×10^{-4}	9.375×10^{-4}	3.168×10^{-6}	1.475×10^{-4}	8.199×10^{-4}
总 和	5.684×10^{-4}	5.103×10^{-3}	2.555×10^{-2}	5.549×10^{-4}	4.595×10^{-3}	2.273×10^{-2}

表 2.2-56

停堆后钢单位中子注量率活化产物 γ 源强

能 量 (MeV)	不同时刻单位中子注量率 γ 源强 [MeV/ (cm ³ · s)]					
	停堆后 0.5h			停堆后 1h		
	快 群	中能群	热 群	快 群	中能群	热 群
0.0~0.8	1.260×10^{-7}	1.887×10^{-5}	7.833×10^{-6}	1.250×10^{-7}	1.863×10^{-5}	7.710×10^{-6}
0.8~1.7	1.002×10^{-4}	1.446×10^{-3}	7.696×10^{-3}	9.234×10^{-5}	1.278×10^{-3}	6.769×10^{-3}
1.7~2.5	6.053×10^{-5}	1.365×10^{-3}	7.577×10^{-3}	5.290×10^{-5}	1.194×10^{-3}	6.627×10^{-3}
2.5~4.0	5.343×10^{-6}	1.175×10^{-4}	6.521×10^{-4}	4.687×10^{-6}	1.037×10^{-4}	5.704×10^{-4}
总 和	1.662×10^{-4}	2.947×10^{-3}	1.593×10^{-2}	1.501×10^{-4}	2.595×10^{-3}	1.397×10^{-2}

表 2.2-57

停堆后混凝土屏蔽单位中子注量率活化产物 γ 源强

能 量 (MeV)	不同时刻单位中子注量率 γ 源强 [MeV/ (cm ³ · s)]					
	停堆后 0.5h			停堆后 1h		
	快 群	中能群	热 群	快 群	中能群	热 群
0.0~0.8	1.668×10^{-9}	3.920×10^{-9}	2.717×10^{-8}	1.536×10^{-8}	3.822×10^{-9}	2.652×10^{-8}
0.8~1.7	2.262×10^{-5}	3.115×10^{-5}	4.122×10^{-4}	5.692×10^{-6}	2.959×10^{-5}	3.981×10^{-4}
1.7~2.5	4.681×10^{-6}	8.308×10^{-6}	4.644×10^{-5}	2.405×10^{-6}	7.246×10^{-6}	4.043×10^{-5}
2.5~4.0	4.874×10^{-6}	4.696×10^{-5}	7.422×10^{-4}	4.738×10^{-6}	4.566×10^{-5}	7.237×10^{-4}
总 和	3.219×10^{-5}	8.644×10^{-5}	1.201×10^{-3}	1.285×10^{-5}	8.250×10^{-5}	1.162×10^{-3}

5.5 冷却剂系统源项计算

冷却剂系统源项主要包括：冷却剂¹⁶N 和¹⁷N 源项，冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项，稳压器液相裂变产物、腐蚀产物和¹⁶N 源项以及稳压器气相裂变产物源项。

冷却剂¹⁶N 和¹⁷N 源项用 SLODO 程序计算，冷却剂和稳压器裂变产物和腐蚀产物源项用 FCSC2 程序计算。

冷却剂系统源项计算结果表明，在反应堆正常运行期间，冷却剂¹⁶N 和¹⁷N 源项，特别是¹⁶N 源项，是决定主回路设备间屏蔽墙厚度和设备间内外辐射剂量场的源项，因而是一非常重要的冷却剂系统源项。另一方面，在反应堆停堆之后，由于¹⁶N 和¹⁷N 将在极其短暂时间内衰变殆尽，冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项则将取代¹⁶N 和¹⁷N 源项而成为决定停堆后主回路设备间辐射剂量场的源项。另外，这些裂变产物和腐蚀产物还将通过净化流传输到核辅助厂房，并在净化装置中积聚起来，进一步成为决定核辅助厂房相关设备间屏蔽墙厚度和设备间内外辐射剂量场的源项，因而冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项也是一比较重要的冷却剂系统源项。

需要指出，堆内构件以及主回路管道和设备所用结构材料的腐蚀产物释放率是影响冷却剂系统腐蚀产物源项计算精度的重要参数，但它涉及因素甚多，机制极其复杂，很难处理，因此，在辐射屏蔽设计中，如果条件允许，最好选用专门的腐蚀实验数据或运行核电厂的实测数据，并以此作为冷却剂腐蚀产物源项数据。

5.5.1 冷却剂中¹⁶N 和¹⁷N 源项

当主回路冷却剂 (H₂O) 流经反应堆堆芯和相邻高注量率区 (或称“辐照区”) 时，将遭受该处高能快中子的照射，其中的¹⁶O 和¹⁷O 将通过 (n, p) 反应而分别生成激活核¹⁶N 和¹⁷N。前者，以 7.14s 的半衰期以及 1%、69% 和

5% 的几率而分别辐射能量为 2.75MeV、6.13MeV 和 7.10MeV 的 γ 粒子；后者，以 4.10s 的半衰期和 100% 的几率辐射能量为 0.90MeV 的中子。

由于上述激活反应具有很高的阈能，截面又随能量急剧变化，因而要确定这两种激活核源项，首先需要根据反应堆功率、堆芯尺寸、堆芯主要核素的核密度及相关截面，给出无限均匀堆芯高能快中子群注量率；然后根据反应堆功率不均匀系数、屏蔽层结构以及 Fe 和 H₂O 的分出截面，给出高能快中子群注量率按空间和能量的分布；接着根据冷却剂在堆内的流动和受照情况，划定辐照区并给出按区域均匀化的高能快中子群流量率；最后根据冷却剂在堆内、外的流动、照射和衰变情况，给出冷却剂中¹⁶N 和¹⁷N 的平衡放射性浓度及其相应的 γ 和中子源强。

反应堆堆芯的高能快中子群注量率、冷却剂中¹⁶N 和¹⁷N 的放射性浓度以及¹⁶N 的衰变 γ 源强和¹⁷N 的衰变中子源强分别见表 2.2-58 和表 2.2-59。

表 2.2-58 堆芯区高能快中子群注量率

能 量 (MeV)	高能快中子群注量率 (cm ⁻² · s ⁻¹)		
	非碰撞注量率	碰撞注量率	总注量率
9.0~10.0	8.773×10^{10}	4.786×10^{10}	1.356×10^{11}
10.0~11.0	4.117×10^{10}	2.114×10^{10}	6.231×10^{10}
11.0~12.0	1.768×10^{10}	8.242×10^9	2.592×10^{10}
12.0~13.0	8.194×10^9	3.691×10^9	1.188×10^{10}
13.0~14.0	3.757×10^9	1.678×10^9	5.435×10^9
14.0~15.0	1.671×10^9	7.328×10^8	2.404×10^9
15.0~16.0	7.471×10^8	3.256×10^8	1.073×10^9
16.0~17.0	3.355×10^8	1.465×10^8	4.820×10^8
17.0~18.0	1.465×10^8	6.223×10^7	2.087×10^8
18.0~19.0	6.474×10^7	2.602×10^7	9.097×10^7
19.0~20.0	2.778×10^7	8.048×10^6	3.583×10^7

表 2.2-59

冷却剂中 ^{16}N 和 ^{17}N 的放射性浓度及其 γ 和中子源强

位 置	冷却剂离开压力 容器时间 (s)	冷却剂密度 (g/cm ³)	放射性浓度 (Bq/cm ³)		γ 源强 [MeV/(cm ³ ·s)]			中子源强 (cm ⁻³ ·s ⁻¹)
			^{16}N	^{17}N	2.75MeV	6.13MeV	7.10MeV	
压力容器出口处	0.0	0.6514	3.025×10^6	1.021×10^3	8.319×10^4	1.279×10^7	1.074×10^6	1.021×10^3
蒸汽发生器入口处	0.4364	0.6514	2.900×10^6	9.484×10^2	7.975×10^4	1.227×10^7	1.030×10^6	9.484×10^2
蒸汽发生器 U 形管中	2.7364	0.7051	2.319×10^6	6.428×10^2	6.377×10^4	9.809×10^6	8.232×10^5	6.428×10^2
蒸汽发生器出口处	5.0364	0.7407	1.855×10^6	4.357×10^2	5.101×10^4	7.846×10^6	6.585×10^5	4.357×10^2
主泵处	5.8644	0.7407	1.712×10^6	3.787×10^2	4.708×10^4	7.241×10^6	6.078×10^5	3.787×10^2
压力容器入口处	6.6390	0.7407	1.588×10^6	3.322×10^2	4.367×10^4	6.717×10^6	5.367×10^5	3.322×10^2

大亚湾核电厂堆芯出口处冷却剂中 ^{16}N 的放射性浓度为 $4.03 \times 10^6 \text{ Bq/cm}^3$ ，秦山第二核电厂堆芯出口处 ^{16}N 的放射性浓度为 $3.28 \times 10^6 \text{ Bq/cm}^3$ ，二者数值比较接近。

5.5.2 冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项

反应堆冷却剂裂变产物源项，主要是由包壳发生破损的燃料元件中积累的气态和固态裂变产物逸出元件并直接释放到冷却剂中造成的。冷却剂腐蚀产物源项则来自两个方面：一是堆内构件，二是主回路管道和主回路设备。前者，在发生腐蚀并带到冷却剂中之前业已受到中子照射而具有放射性。后者，只有当它们的腐蚀产物带到冷却剂中并流经堆内遭受堆芯及其相邻区域的中子照射之后才具有放射性。

基于上述源项构成机制不同，冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项计算的主要步骤和方法如下：

(1) 根据源项计算要求，确定反应堆的运行工况，给出反应堆功率及其功率运行史。

(2) 根据设计需要，给出要求输出其源项计算结果的情况（其中包括正常运行工况、事故工况和停堆工况）。

(3) 给出堆芯 ^{235}U 和 ^{238}U 的初始核装量、主要裂变核的热中子和快中子裂变率以及燃料元件包壳破损率。

(4) 给出主要堆内部件所处部位 3 群中子注量率水平、所用材料的化学成分、浸润面积及其腐蚀产物释放率。

(5) 给出主回路管道和设备所用材料的化学成分、浸润面积及其腐蚀产物释放率。

(6) 给出冷却剂和净化流的流量以及冷却剂流经堆芯时间及其循环周期。

(7) 给出混床、阳床和容控箱对冷却剂中放射性核素的净化效率以及前置过滤器对腐蚀产物的过滤效率，并给出各个净化装置投入运行的时间。

(8) 给出堆芯体积以及冷却剂容积和密度。

(9) 采用 FCSC2 源项程序，通过一次计算可同时给出各个工况堆芯裂变产物和活化产物源项以及冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项，在表 2.2-60 中列出了反应堆运行末期冷却剂中主要裂变产物和腐蚀产物核素的比活度，在表 2.2-61 中列出了反应堆运行末期以及停堆后 1 小时、1 天和 4 天冷却剂中裂变产物和腐蚀产物的总 γ 源强。

表 2.2-60 冷却剂中裂变产物和腐蚀产物的比活度

核 素	半衰期	比活度 (Bq/g)	核 素	半衰期	比活度 (Bq/g)
^{51}Cr	27.8d	5.702×10^0	^{132}I	2.3h	7.698×10^3
^{54}Mn	280d	7.277×10^{-1}	^{133}I	21h	2.817×10^4
^{59}Fe	45d	1.917×10^{-1}	^{134}I	53min	4.362×10^3
^{58}Co	71d	7.111×10^1	^{135}I	6.7h	1.628×10^4
^{60}Co	5.24a	7.005×10^1	$^{133\text{m}}\text{Xe}$	2.3d	7.035×10^4
$^{83\text{m}}\text{Kr}$	1.86h	2.523×10^3	^{133}Xe	5.27d	2.130×10^6
$^{85\text{m}}\text{Kr}$	4.4h	1.009×10^4	$^{135\text{m}}\text{Xe}$	15.6min	3.515×10^3
^{85}Kr	10.4a	3.799×10^3	^{135}Xe	9.2h	4.804×10^4
^{87}Kr	78min	6.166×10^3	^{137}Xe	3.9min	1.345×10^3
^{88}Kr	2.8h	1.768×10^4	^{138}Xe	17min	4.530×10^3
^{131}I	8.05d	1.852×10^4			

表 2.2-61 冷却剂中不同时刻裂变产物和腐蚀产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强 [MeV/(g·s)]			
	运行末期	停堆 1h	停堆 1 天	停堆 4 天
0.0~0.8	1.807×10^5	1.648×10^5	7.620×10^4	6.910×10^4
0.8~1.7	8.990×10^4	6.618×10^4	2.171×10^4	1.887×10^4
1.7~2.5	4.998×10^4	3.293×10^4	8.660×10^1	1.028×10^1
2.5~4.0	7.935×10^3	4.014×10^3	3.382×10^0	9.106×10^{-1}
4.0~6.5	3.702×10^2	9.318×10^1	1.009×10^{-1}	8.283×10^{-9}
总 和	3.289×10^5	2.680×10^5	9.800×10^4	8.798×10^4

具体计算中，考虑了混床对 Y、Mo、Cs 以外所有固态核素的净化作用，阳床对 Y、Mo、Cs 的净化作用，容控箱对 Kr 和 Xe 的净化作用以及前置过滤器对腐蚀产物的净化作用。

根据核电厂的总体设计要求，在反应堆运行期间，混床、容控箱和前置过滤器始终投入运行，而阳床只有 1/10 的时间投入运行。

计算结果表明：

(1) 冷却剂中的主要腐蚀产物为 ^{51}Cr 、 ^{54}Mn 、 ^{59}Fe 、 ^{58}Co 和 ^{60}Co ，主要的裂变产物为 Kr、Xe、I 和 Cs。

(2) 冷却剂中，气态裂变产物的比活度明显高于固态裂变产物的比活度。

(3) 在反应堆运行期间和停堆初期，冷却剂中裂变产物源项明显高于腐蚀产物源项。

5.5.3 稳压器源项

稳压器源项是反应堆冷却剂系统的另一个比较重要的源项，它包括稳压器液相源项和稳压器气相源项两部分。

5.5.3.1 稳压器液相源项

稳压器液相源项主要包括固态裂变产物和腐蚀产物源项以及激活核 ^{16}N 源项。前者，主要是含有固态裂变产物和腐蚀产物的冷却剂通过喷雾管向稳压器连续喷雾造成的；后者，则是由于反应堆功率变化引起含有激活核 ^{16}N 的冷却剂通过波动管注入稳压器液相造成的。

(1) 稳压器液相固态裂变产物和腐蚀产物源项。稳压器液相裂变产物和腐蚀产物源项计算步骤和计算方法与冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项计算基本上是相同的，只是这里多了稳压器液相源项计算，因而只需在冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项计算步骤和方法的基础上增加喷雾管的连续喷雾流量、稳压器液相容积和密度及喷雾时固态裂变产物和腐蚀产物由冷却剂至稳压器液相之携带系数。

采用 FCSC2 程序，通过一次计算可同时给出各个工况下堆芯裂变产物和活化产物源项，冷却剂裂变产物和腐蚀产物源项以及稳压器液相固态裂变产物和腐蚀产物源项。反应堆运行末期稳压器液相主要固态裂变产物和腐蚀产物核素的比活度和反应堆运行末期及停堆后 1 天和 4 天稳压器液相裂变产物和腐蚀产物的总 γ 源强分别见表 2.2-62 和 2.2-63。

表 2.2-62 稳压器液相裂变产物和腐蚀产物的比活度及气相裂变产物的放射性浓度

液 相			气 相		
核素	半衰期	比活度 (Bq/g)	核素	半衰期	放射性浓度 (Bq/cm)
⁵¹ Cr	27.8d	5.331×10^0	^{83m} Kr	1.86h	1.581×10^2
⁵⁴ Mn	280d	7.050×10^{-1}	^{85m} Kr	4.4h	1.515×10^3
⁵⁹ Fe	45d	1.841×10^{-1}	⁸⁵ Kr	10.4a	1.109×10^6
⁵⁸ Co	71d	6.940×10^1	⁸⁷ Kr	78min	2.637×10^2
⁶⁰ Co	5.24a	6.811×10^1	⁸⁸ Kr	2.8h	1.665×10^3

续表

液 相			气 相		
核素	半衰期	比活度 (Bq/g)	核素	半衰期	放射性浓度 (Bq/cm)
¹³¹ I	8.05d	1.432×10^4	^{133m} Xe	2.3d	1.206×10^5
¹³² I	2.3h	1.843×10^3	¹³³ Xe	5.27d	7.180×10^6
¹³³ I	21h	1.106×10^4	^{135m} Xe	15.6min	8.283×10^1
¹³⁴ I	53min	1.327×10^2	¹³⁵ Xe	9.2h	1.499×10^4
¹³⁵ I	6.7h	1.640×10^4	¹³⁷ Xe	3.9min	2.918×10^0
			¹³⁸ Xe	17min	3.630×10^1

表 2.2-63 稳压器不同时刻裂变产物和腐蚀产物 γ 源强

能量 (MeV)	不同时刻 γ 源强					
	液相 [MeV/(g·s)]			气相 [MeV/(cm ³ ·s)]		
	运行末期	停堆 1 天	停堆 4 天	运行末期	停堆 1 天	停堆 4 天
0.0~0.8	4.650×10^4	3.894×10^4	3.527×10^4	1.468×10^5	1.355×10^5	9.096×10^4
0.8~1.7	1.605×10^4	1.221×10^4	1.027×10^4	1.836×10^3	2.014×10^2	1.069×10^1
1.7~2.5	6.510×10^2	9.560×10^1	2.690×10^1	3.477×10^3	5.284×10^1	4.664×10^{-3}
2.5~4.0	4.862×10^1	3.091×10^0	2.736×10^0	3.379×10^2	2.919×10^0	5.333×10^{-8}
4.0~6.5	1.071×10^0	7.212×10^{-4}	5.771×10^{-9}	1.058×10^1	1.356×10^{-1}	2.486×10^{-9}
总 和	6.327×10^4	5.125×10^4	4.557×10^4	1.524×10^5	1.358×10^5	9.097×10^4

具体计算中,考虑了混床、阳床、容控箱和前置过滤器对冷却剂中放射性核素的净化作用。

(2) 稳压器液相¹⁶N衰变 γ 源强计算。第一步,根据表 2.2-59 中给出的压力容器出口处¹⁶N源项以及主管道(热管)和冷却剂流量等相关参数算出主管道和波动管连接处¹⁶N源项;第二步,根据波动管的最大波动速率及其几何参数算出稳压器液相入口处¹⁶N源项,并以此保守源项作为稳压器液相¹⁶N源项,其中,与¹⁶N能量为 2.75MeV, 6.13MeV 和 7.10MeV 的衰变 γ 相对应 γ 源强分别为 4.061×10^3 MeV/(g·s), 6.246×10^5 MeV/(g·s) 和 5.243×10^4 MeV/(g·s)。

5.5.3.2 稳压器气相源项

稳压器气相源项,主要是含有裂变产物的冷却剂通过喷雾管向稳压器连续喷雾造成的,主要的裂变产物是 Kr 和 Xe。

基于上述源项构成机制,稳压器气相裂变产物源项的主要计算步骤和方法如下:

(1) 根据源项计算要求,确定反应堆的运行工况,给出反应堆功率及其功率运行史。

(2) 根据设计需要,给出要求输出其源项计算结果的情况(其中包括正常运行工况、事故工况和停堆工况)。

(3) 给出堆芯²³⁵U 和²³⁸U 的初始核装量、主要裂变核的热中子和快中子裂变率以及燃料元件包壳破碎率。

(4) 给出冷却剂和净化流的流量以及喷雾管的连续喷雾流量,并给出冷却剂流经堆芯时间及其循环周期。

(5) 给出堆芯体积以及冷却剂和稳压器气相的容积和密度。

(6) 给出混床、阳床和容控箱对裂变产物核素的净化效率以及它们各自投入运行的时间。

(7) 喷雾时 Kr、Xe 和 I 由冷却剂至稳压器气相之携带系数。

(8) 采用 FCSC2 程序,通过 1 次计算可同时给出各个

工况下反应堆堆芯和冷却剂裂变产物源项以及稳压器气相 Kr、Xe 和 I 源项,反应堆运行末期稳压器气相主要裂变产物核素 Kr、Xe 的比活度和放射性浓度和反应堆运行末期以及停堆后 1 天和 4 天稳压器气相裂变产物总 γ 源强分别见表 2.2-62 和表 2.2-63。

计算中,考虑了容控箱对冷却剂中裂变气体的净化作用。

5.6 反应堆辐射屏蔽设计

5.6.1 反应堆屏蔽结构描述

反应堆屏蔽因其所处部位不同而被分别称作堆侧屏蔽、堆顶屏蔽和堆底屏蔽。

图 2.2-70 给出了秦山第二核电站反应堆 1/8 堆芯和反应堆侧部屏蔽的水平剖面示意图。

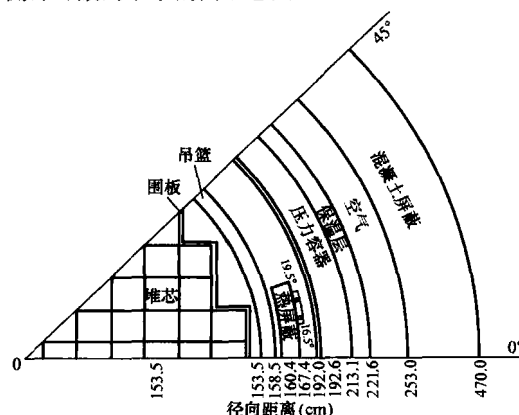


图 2.2-70 反应堆 1/8 堆芯和堆侧屏蔽示意图

从堆芯中平面上看,堆侧屏蔽由 12 层构成,总厚度 336.5cm。在表 2.2-64 中依次列出了堆侧各屏蔽层的内半径、外半径、厚度、材料和材料密度。其中,堆芯、围板和反射层径向尺寸是等效圆柱尺寸。

表 2.2-64

堆侧各屏蔽层名称、径向尺寸、材料和材料密度

序号	名 称	径向尺寸 (cm)			材 料	密 度 (g/cm ³)
		内半径	外半径	厚度		
0	堆 芯	0.0	133.5	133.5	—	—
1	围 板	133.5	135.7	2.2	不锈钢	7.90
2	反射层	135.7	153.5	17.8	H ₂ O	0.705 1
3	吊 篮	153.5	158.5	5.0	不锈钢	7.90
4	水 隙	158.5	160.4	1.9	H ₂ O	0.740 7
5	热屏蔽	160.4	167.4	7.0	不锈钢	7.90
6	水 层	167.4	192.0	24.6	H ₂ O	0.740 7
7	压力容器表面层	192.0	192.3	0.3	不锈钢	7.90
8	压力容器过渡层	192.3	192.6	0.3	不锈钢	7.90
9	压力容器壳体	192.6	213.1	20.5	低合金钢	7.85
10	金属绝热层	213.1	221.6	8.5	不锈钢	0.232 4
11	环形空腔	221.6	253.0	31.4	空 气	0.001 293
12	混凝土屏蔽体	253.0	470.0	217.0	钢筋混凝土	2.50

吊篮外侧堆芯最大辐射泄漏位置设有 4 组张角 51.34°、厚度 7.0cm 的热屏蔽。由于它的存在降低了中子和 γ 在压力容器上的释热，特别是使得压力容器内表面能量大于或等于 1.0MeV 的快中子注量率的周向变化趋于平缓，从而提高了压力容器的运行寿期。

再者，在其中 3 组热屏蔽外侧设有厚度 8.8cm、宽度 23.4cm、长 161.6cm 的辐照监督管样品架。监督管中心线至反应堆轴线之间相距 171.4cm。监督管中心线至堆芯中平面交界部位，方位角 16.5°和 19.5°处是两个样品辐照点。

堆顶屏蔽由 6 层屏蔽构成，总厚度 557.97cm。堆顶各屏蔽层的轴向尺寸、材料和材料密度见表 2.2-65。

表 2.2-65 堆顶各屏蔽层名称、轴向尺寸、材料和材料密度

序号	名 称	轴向尺寸 (cm)			材 料	密度 (g/cm ³)
		下表面	上表面	厚度		
0	堆 芯	0.0	182.9	182.9	—	—
1	上反射层	182.9	213.7	30.8	H ₂ O	0.740 7
2	堆芯上板	213.7	221.32	7.62	不锈钢	7.90
3	导向筒区	221.32	433.92	212.6	不锈钢 H ₂ O 混合区	水所占体积份 额为 91.4%
4	压紧板	433.92	464.42	30.5	不锈钢	7.90
5	水 层	464.42	723.37	258.95	H ₂ O	0.7051
6	压力容器上封头	723.37	740.87	17.5	低合金钢	7.85

堆底屏蔽也是由 6 层屏蔽构成，总厚度 283.33cm。堆底各屏蔽层轴向尺寸、材料和材料密度见表 2.2-66。

表 2.2-66 堆底各屏蔽层名称、轴向尺寸、材料和材料密度

序号	名 称	轴向尺寸 (cm)			材 料	密度 (g/cm ³)
		下表面	上表面	厚度		
0	堆 芯	0.0	182.9	182.9	—	—
1	下反射层	182.9	193.6	10.7	H ₂ O	0.740 7
2	堆芯下板	193.6	198.1	4.5	不锈钢	7.90
3	水 层	198.1	251.1	53.0	H ₂ O	0.740 7
4	吊篮底板	251.1	289.1	38.0	不锈钢	7.90
5	水 层	289.1	451.73	162.63	H ₂ O	0.740 7
6	压力容器下封头	451.73	466.23	14.5	低合金钢	7.85

5.6.2 反应堆屏蔽计算方法

反应堆辐射屏蔽计算是由一维离散坐标程序 ANISN 和二维离散坐标程序 DOT3.5 完成的。它们可以准确和详细地给出中子和 γ 按能量和空间的分布，是国际上通用的计算程序。反应堆辐射屏蔽计算，实际上就是以 ANISN 程序和 DOT3.5 程序求解中子和 γ 在反应堆屏蔽中的耦合输运

问题。

反应堆辐射屏蔽的计算步骤和方法如下：

(1) 将堆芯、屏蔽层和源强分布几何与二维模型输运计算几何相一致。例如，进行二维 (R, Z) 几何模型输运计算时，要将堆芯和屏蔽层尺寸都等效成 (R, Z) 几何尺寸；进行二维 (R, θ) 几何模型计算时，要用 MESH 程序将二维 (X, Y) 源强分布转换成二维 (R, θ) 源强分布。

(2) 截面库的选择和截面制作。选取适宜轻水堆辐射屏蔽计算的 DLC-75/BUGLE-80 截面库作为辐射屏蔽计算的基本截面库。混合材料的截面，可根据构成混合物的各种元素的份额和微观截面由 TAPEMAKER 程序制作。同时，对计算中可能用到的元素，可由 TAPEMAKER 程序将按元素编制的截面库转换成按能群编制的群独立截面库。

(3) 用 ANISN 程序制作少群或多群与区域相关的权重截面。用 ANISN 程序进行一维 47 群中子和 20 群 γ 输运计算，并用算得的各区域的注量率谱对上述多群截面进行权重，求得与区域相关的 47 群中子和 20 群 γ 权重截面（多群截面），或经并群得到 13 群中子和 4 群 γ 权重截面（少群截面），供 DOT3.5 程序计算使用。

其中子、 γ 能群划分分别见表 2.2-67 和表 2.2-68。

表 2.2-67 中子能群划分

能群	中子能量 (eV)	能群	中子能量 (eV)
1	$1.733 \times 10^7 \sim 4.966 \times 10^6$	8	$1.111 \times 10^5 \sim 3.355 \times 10^3$
2	$4.966 \times 10^6 \sim 3.012 \times 10^6$	9	$3.355 \times 10^3 \sim 4.540 \times 10^2$
3	$3.012 \times 10^6 \sim 2.466 \times 10^6$	10	$4.540 \times 10^2 \sim 1.013 \times 10^2$
4	$2.466 \times 10^6 \sim 2.231 \times 10^6$	11	$1.013 \times 10^2 \sim 5.044 \times 10^0$
5	$2.231 \times 10^6 \sim 1.003 \times 10^6$	12	$5.044 \times 10^0 \sim 4.140 \times 10^{-1}$
6	$1.003 \times 10^6 \sim 6.082 \times 10^5$	13	$4.140 \times 10^{-1} \sim 1.000 \times 10^{-5}$
7	1.111×10^5		

表 2.2-68 中子、 γ 能群划分

能群	中子能量 (eV)	能群	中子能量 (eV)
1	$1.733 \times 10^7 \sim 1.000 \times 10^6$	1	$1.400 \times 10^7 \sim 6.274 \times 10^6$
2	$1.000 \times 10^6 \sim 3.350 \times 10^3$	2	$3.028 \times 10^6 \sim 3.028 \times 10^6$
3	$3.350 \times 10^3 \sim 0.414 \times 10^0$	3	$3.028 \times 10^6 \sim 8.900 \times 10^5$
4	$0.414 \times 10^0 \sim 1.000 \times 10^{-5}$	4	$8.900 \times 10^5 \sim 1.000 \times 10^4$

(4) 由 DOT3.5 程序求得二维中子或二维 γ 注量率 $\varphi(R, Z)$ 和 $\varphi(R, \theta)$ 。根据平衡循环工况下反应堆的额定功率，堆芯功率密度分布，堆芯均匀化核密度，堆芯以及堆内构件、水层、压力容器、金属保温层、空腔和混凝土屏蔽等效的或实际的圆柱几何尺寸以及各屏蔽层的材料、材料密度及其化学成分等相关参数，由 DOT3.5 程序对 (R, Z) 几何模型进行中子和 γ 输运计算，采用 P_3S_8 近似求解，并经进一

步并群,求得二维4群中子或二维4群 γ 注量率 $\varphi(R,Z)$, $\varphi(R,Z)$ 是中子或 γ 沿各屏蔽层轴向分布的注量率。

同样,可以求得二维4群中子或二维4群 γ 注量率 $\varphi(R,\theta)$,它是中子或 γ 沿各屏蔽层周向或径向分布的注量率。

(5) 根据注量率综合法,三维空间中任意一点 (R,θ,Z) 中子或 γ 的注量率均可通过相应点的二维中子或二维 γ 的注量率 $\varphi(R,\theta)$ 和相对轴向注量率 $\varphi(R,Z)/\varphi(R)$ 算出,即

$$\varphi(R,\theta,Z) = \varphi(R,\theta) \frac{\varphi(R,Z)}{\varphi(R)}$$

5.6.3 堆侧辐射屏蔽设计

根据5.6.2节给出的计算方法,输入有关参数,采用与堆侧各区相关的少群中子和 γ 权重截面,以DOT3.5程序在二维 (R,θ) 几何模型下进行中子和 γ 输运计算,采用 P_3S_8 近似求解,求得堆芯中平面二维4群中子和二维4群 γ 注量率、剂量率和释热率沿径向各点以及沿壁面圆周方向各点的计算结果。

鉴于堆芯结构和堆芯功率密度分布的对称性,因而计算中只取了堆芯中平面的1/8平面(方位角 $0\sim 45^\circ$)。

这里,仅给出秦山第二核电厂的主要计算结果。

图2.2-71所示为压力容器和压力容器以内堆芯中平面4群中子注量率的径向分布曲线(0° 方位线)。

图2.2-72所示为压力容器和压力容器以内堆芯中平面4群 γ 注量率的径向分布曲线(0° 方位线)。

图2.2-73所示为压力容器和压力容器以内堆芯中平面相应于 0° 、 26° 和 45° 方位线中子和 γ 释热率的径向分布曲线。

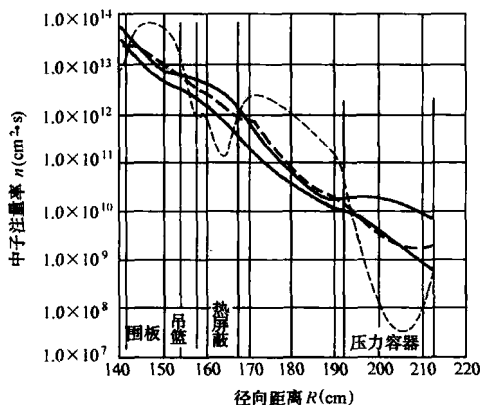


图 2.2-71 压力容器以内四群中子注量率的径向分布曲线

— Φ_1 ; — Φ_2 ; — Φ_3 ; — Φ_4

下面,依次列出混凝土屏蔽内、外表面中子和 γ 注量率和剂量率的计算结果:

(1) 内表面。入射快中子注量率为 $3.065 \times 10^8 \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,入射 γ 能量注量率为 $7.214 \times 10^9 \text{ MeV}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。

(2) 外表面。热中子注量率为 $2.827 \times 10^{-2} \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,中子和 γ 剂量率为 $3.206 \times 10^{-2} \text{ mSv/h}$ 。

分析混凝土屏蔽内、外表面各量的计算结果,可以得到以下两点基本结论:

(1) 入射中子注量率接近设计限值,而入射 γ 能量注量率仅是设计限值的18%,尚有较大潜力,综合起来看,混凝土屏蔽的稳定性和完整性是有保障的。

(2) 对于混凝土屏蔽外表面而言,无论是热中子注量率还是中子和 γ 剂量率,特别是热中子注量率,远远低于它们各自的设计限值,若仅从屏蔽角度考虑,至少可将混凝土屏

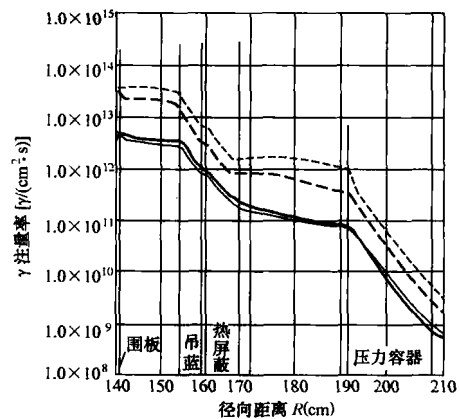


图 2.2-72 压力容器以内四群 γ 注量率的径向分布曲线

— Φ_1 ; — Φ_2 ; — Φ_3 ; — Φ_4

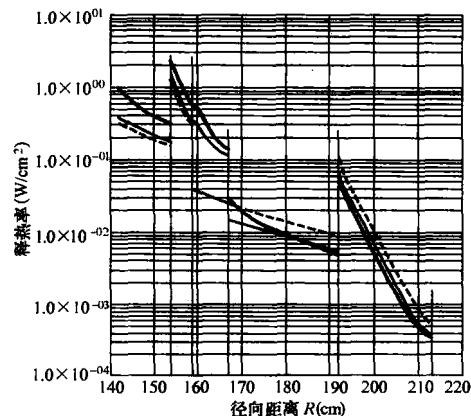


图 2.2-73 压力容器以释热率的径向分布曲线

— 0° ; — 26° ; — 45°

蔽的厚度由217.0cm减至200.0cm。

5.6.4 堆顶辐射场计算

堆顶辐射场的计算目的有两个,一个是计算和确定堆顶辐射场强度,为制订堆顶辐射防护措施提供依据;另一个是为开盖检修和开盖卸料时堆内构件源项计算提供中子注量率数据。

由于堆顶屏蔽计算尺寸轴向高达740.87cm(堆顶屏蔽厚度为557.97cm,再加堆芯半高度182.9cm),径向达273.0cm,因此,采用“分区段搭接计算”技术进行堆顶辐射场计算,即以上一区段算得的某个轴向网点的角注量率作为下一区段的固定边界源,如此继续下去,直至完成整个计算。实践证明,以此技术处理这类大尺寸空间的粒子输运问题是可行的,有效的。其计算步骤和方法如下:

(1) 根据堆芯以及堆芯顶面至压力容器上封头外表面之间所含各屏蔽层轴向尺寸和轴向网格划分情况,从堆芯中心开始,由下至上,依次将它们分作4个计算区段:第1区段为堆芯上板区,计算高度由0.0(堆芯中心) \sim 235.493cm;第2区段为导向筒区,计算高度为221.32 \sim 436.97cm;第3区段为驱动机构区,计算高度为433.92 \sim 583.92cm;第4区段为压力容器上封头区,计算高度为571.8 \sim 740.87cm(上封头外表面)。

(2) 分区段输入各个参数,采用少群与区域相关的权重截面,分区段用DOT3.5程序对二维 (R,Z) 几何模型和二维 (R,θ) 几何模型进行中子和 γ 输运计算,采用 P_3S_8 近似求解,经进一步并群,最后给了堆芯顶部轴向中心线各点、从堆芯中心开始吊篮和压力容器上部内表面轴向各点及堆芯

上板和压紧板上表面和上封头外表面径向各点的4群中子和4群 γ 注量率的计算结果。

通过对上述计算结果的分析,得到以下结论:

(1) 在上封头外表面中心,总 γ 注量率为 $1.618 \times 10^2 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,总中子注量率仅为 $5.915 \times 10^{-6} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,故中子对堆顶屏蔽的影响可以忽略不计。

(2) 因受反应堆压力容器外侧环形空腔辐射漏束的影响,特别是第2群、第3群中子辐射漏束和第4群 γ 辐射漏束的影响,上封头外表面的中子和 γ 注量率随着径向尺寸的增大而急剧增大。

(3) 作为整体屏蔽,堆顶屏蔽能力是足够的,对中子辐射源的防护能力尚有很大潜力。

5.6.5 堆底辐射场计算

堆底辐射场的计算目的有二:一是计算和给出反应堆运行期间堆底的中子和 γ 辐射场,为堆坑和小室的辐射安全分析提供数据;二是为反应堆开盖卸料和开盖检修时源项计算提供中子注量率数据。

堆底辐射场的计算范围为:轴向由堆芯中心(坐标原点)至压力容器下封头外表面,或即由 $0.0 \sim 466.23\text{cm}$,径向为 $0.0 \sim 273.0\text{cm}$ 。计算仍采用“分区段搭接计算”技术。

下面,给出其具体的计算步骤和方法:

(1) 根据堆芯及堆芯底面至压力容器下封头外表面之间所含各屏蔽层轴向尺寸和轴向网格划分情况,依次将它们从上至下划分为4个计算区段:第1区段由堆芯中心(坐标原点)至堆芯下板,计算高度为 $0.0 \sim 211.35\text{cm}$;第2区段由堆芯下板至吊篮底板,计算高度为 $198.1 \sim 299.942\text{cm}$;第3区段是水区,计算高度为 $283.4 \sim 386.678\text{cm}$;第4区段是下封头区,计算高度为 $375.836 \sim 466.23\text{cm}$ (下封头外表面)。

(2) 最后给出了由DOT3.5程序计算得到的从堆芯中心至下封头外表面轴线中心线上各点、从堆芯中心开始吊篮和压力容器下部内表面轴线上各点、堆芯下板和吊篮底板下表面及下封头外表面径向各点的4群中子和4群 γ 注量率。

对上述计算结果进行分析,得到以下结论:

(1) 压力容器下封头外表面中心,总 γ 注量率高达 $1.869 \times 10^6 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,其中第4群 γ 注量率占 γ 注量率总

额的43%;总中子注量率仅为 $7.512 \times 10^0 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,故中子注量率可以忽略不计。

(2) 由于反应堆压力容器外侧环形空腔内中子和 γ 辐射漏束的影响,无论是中子注量率还是 γ 注量率,均随着下封头外表面径向尺寸的增大而急剧增大。其中,当 R 接近 213.1cm 时,总中子注量率高达 $1.239 \times 10^8 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,其中第2群和第3群中子总注量率为 $1.032 \times 10^8 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,占中子注量率总额的83%。

5.6.6 堆内构件和压力容器快中子注量计算

压力容器材料(低合金钢)经过中子辐照,特别是能量大于或等于 1.0MeV 的快中子的长时间辐照之后,原子产生位移,晶格发生畸变,从而导致压力容器脆变。这是关系到核电厂寿期和反应堆安全的重大问题。为准确掌握压力容器辐照损伤情况,特在热屏蔽外侧设置了辐照监督管,通过对辐照样品的监测,确保压力容器的辐照安全,为此,需要事先计算出辐照管中心的超前因子及辐照管中心和压力容器内壁面的快中子注量。所谓辐照监督管中心超前因子,实即该中心能量大于或等于 1.0MeV 的快中子注量率与压力容器内表面最大的快中子注量率之比。

为了给出比较准确的快中子辐照注量,计算中采用了经过堆芯活性段高度和时间平均的平衡循环工况下堆芯功率密度分布;采用了多群与区域相关的权重截面;最后,根据平衡循环工况下反应堆的额定功率及堆芯均匀化核密度等相关参数,用DOT3.5程序分别对二维 (R, θ) 和二维 (R, Z) 几何模型进行中子和 γ 输运计算,采用 P_3S_8 近似求解,并经进一步并群,最后得到二维4群中子和二维4群 γ 注量率沿堆芯中平面周向各点($0^\circ \sim 45^\circ$ 方位角范围内)以及二维4群中子和二维4群 γ 相对注量率沿轴向各点的计算结果。这里,仅给出部分计算结果:

表2.2-69所示为堆芯中平面部分快中子($E \geq 1.0\text{MeV}$)注量率沿辐照监督管中心和压力容器内表面周向各点的计算结果(方位角为 $0 \sim 45^\circ$);表2.2-70所示为部分相对快中子($E \geq 1.0\text{MeV}$)注量率沿辐照监督管中心和压力容器内表面轴线各点的计算结果(坐标原点在堆芯底面以下 62.2cm 处; 0° 方位角);图2.2-74所示为堆芯中平面堆内构件和压力

表 2.2-69 圆周方向快中子注量率 $[\varphi(R, \theta)]$ 分布 $(\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$

圆周角/度	吊篮内表面	热屏蔽内表面	辐照监督管中心	压力容器内表面	压力容器外表面
0.26	3.080×10^{12}	1.233×10^{12}	1.554×10^{11}	1.063×10^{10}	5.620×10^8
1.05	3.075×10^{12}	1.232×10^{12}	1.552×10^{11}	1.063×10^{10}	5.615×10^8
1.86	3.064×10^{12}	1.227×10^{12}	1.545×10^{11}	1.058×10^{10}	5.591×10^8
15.45	1.629×10^{12}	6.934×10^{11}	9.924×10^{10}	6.652×10^9	3.889×10^8
17.00	1.382×10^{12}	6.006×10^{11}	1.002×10^{11}	5.948×10^9	3.658×10^8
18.50	1.235×10^{12}	5.392×10^{11}	8.966×10^{10}	5.540×10^9	3.505×10^8
20.00	1.124×10^{12}	4.928×10^{11}	8.321×10^{10}	5.311×10^9	3.426×10^8
21.55	1.073×10^{12}	4.652×10^{11}	6.891×10^{10}	5.450×10^9	3.449×10^8
43.96	8.874×10^{12}	2.711×10^{11}	6.236×10^{10}	7.526×10^9	4.318×10^8
44.75	8.784×10^{12}	2.688×10^{11}	6.210×10^{10}	7.534×10^9	4.312×10^8

表 2.2-70 轴向相对快中子注量率 $[\varphi(R, Z)/\varphi(R)]$ 分布

轴向距离 (cm)	吊篮 内表面	热屏蔽 内表面	辐照监督 管中心	压力容器 内表面	压力容器 外表面
6.22	0.001 8	0.002 2	0.003 1	0.007 0	0.035 0
18.66	0.005 5	0.006 9	0.009 0	0.020 8	0.059 5
140.90	1.118 7	1.118 6	1.117 2	1.112 9	1.085 0
150.20	1.115 2	1.115 8	1.116 6	1.116 0	1.094 8
155.30	1.112 8	1.112 7	1.113 2	1.115 5	1.096 7
241.20	1.057 4	1.058 4	1.059 9	1.066 1	1.063 5
253.30	1.052 6	1.053 6	1.055 3	1.061 7	1.058 7
259.20	1.050 3	1.051 3	1.053 0	1.059 4	1.056 7
363.10	1.017 9	1.016 5	1.015 7	1.009 9	0.986 4
368.20	1.008 2	1.008 3	1.006 8	0.998 9	0.971 9
435.70	0.200 0	0.219 3	0.244 6	0.295 9	0.327 7
451.10	0.061 4	0.066 3	0.077 6	0.119 5	0.153 7

容器表面快中子($E \geq 1.0\text{MeV}$)注量率的周向分布曲线;图2.2-75所示为相对快中子($E \geq 1.0\text{MeV}$)注量率沿压力容器内表面的轴向分布曲线(坐标原点在堆芯底面以下 62.2cm 处; 0° 方位角)。

分析上述计算结果,可以得到如下结论:

(1) 由于热屏蔽的作用,使得快中子注量率在圆周方向上的变化趋于平缓,明显提高了压力容器的运行寿命。

(2) 圆周方向上的最大快中子注量率仍然出现在 0° 方位角上,尽管相差甚微。

(3) 压力容器等部件内表面相对快中子注量率沿轴线分布,均呈马鞍形分布,这与反应堆平衡循环工况堆芯轴向功

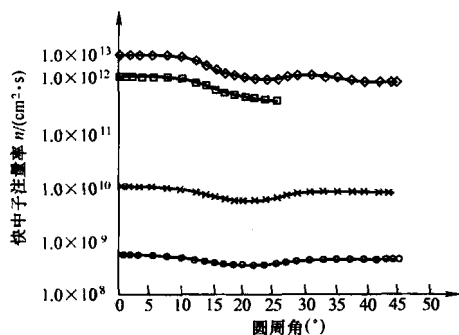


图 2.2-74 堆内构件和压力容器表面快中子注量率周向分布曲线

◇—吊篮内表面；□—热屏蔽内表面；
×—辐射监督管中心；○—压力容器内表面

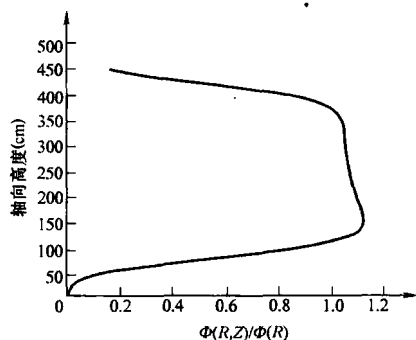


图 2.2-75 压力容器内表面轴向相对快中子注量率分布

率密度分布是一致的。

从表 2.2-69 和表 2.2-70 中查得相应于 16.5° 和 19.5° 处辐照管中心的快中子注量率分别为 1.002×10^{11} 和 $8.321 \times 10^{10} \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ ，轴向峰因子为 1.059 9，故辐照管中心 16.5° 和 19.5° 方位角处的快中子注量率分别为 $1.062 \times 10^{11} / \text{cm}^2 \cdot \text{s}$ 和 $8.819 \times 10^{10} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。从表 2.2-69 查得堆芯中平面压力容器内表面周向最大快中子注量率为 $1.063 \times 10^{10} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ ，从表 2.2-70 查得最大轴向峰因子为 1.116，故压力容器内表面的最大快中子注量率为 $1.186 \times 10^{10} / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。这样，相应于堆芯中平面方位角 16.5° 和 19.5°，辐照监督管中心的超前因子分别为 8.954 和 7.436。

如果以 Φ 表示构件内表面的快中子注量，以 ϕ 表示额定功率下构件内表面的快中子注量率，以 Y 表示核电厂的设计寿期，以 L 表示负荷因子，以 K_z 表示轴向最大峰因子，则 $\Phi = \phi Y L K_z (\text{cm}^{-2})$ 。

以秦山第二核电厂反应堆压力容器为例，其设计寿期为 40 年，负荷因子 80%，轴向最大峰因子为 1.116，额定功率下堆芯中平面最大快中子注量率为 $1.063 \times 10^{10} / \text{cm}^2$ ，则压力容器内表面能量大于或等于 1.0MeV 的最大的快中子注量为 $1.197 \times 10^{19} \text{ cm}^2$ ，明显低于设计限值 $5.0 \times 10^{19} \text{ cm}^2$ ，满足设计要求。

在表 2.2-71 中列出了堆芯中平面某些堆内构件内表面、辐照监督管中心和压力容器内、外表面能量大于或等于 1.0MeV 的快中子注量率和注量。

最近的研究表明，应用 MCNP-3B 程序计算压力容器的快中子注量和辐照监督管的超前因子，能够给出更为准确的计算结果，秦山第二核电厂和大亚湾核电厂辐照监督管的测试结果证明了这一结论。

表 2.2-71 堆内构件、辐照监督管和压力容器的快中子注量率和注量

部 位	方位角	快中子注量率 ($\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$)	快中子注量 (cm^{-2})
吊篮内表面	0°	3.257×10^{12}	3.287×10^{21}
热屏蔽内表面	0°	1.305×10^{12}	1.317×10^{21}
辐照监督管中心	16.5°	1.062×10^{11}	1.072×10^{20}
压力容器内表面	19.5°	8.819×10^{10}	8.900×10^{19}
压力容器外表面	0°	1.186×10^{10} (max)	1.197×10^{19} (max)
	0°	6.166×10^8 (max)	6.222×10^{17} (max)

5.6.7 电离室孔道热中子注量率和 γ 剂量率计算

在反应堆运行期间，为了反应堆的安全，需要随时了解和掌握反应堆的功率和功率变化，为此，特在压力容器外侧和混凝土屏蔽之间的环形空腔中设置了电离室孔道，孔道中从上到下安装了 6 个外径 18.0cm、总长约 300.0cm 的特制电离室，每个电离室外侧均包裹着厚度 5.0cm 的聚乙烯和厚度 0.6cm 的铝外壳，同时还附着张角 120° 并正对着堆芯的准直孔，其目的—是使电离室测量的热中子绝大部分系该处快中子的慢化中子，而快中子注量率水平与反应堆功率之间有着更加直接的关系；二是适度降低周围其他热中子和 γ 的干扰。

计算的主要任务是，从上述具体情况出发，给出正常额定功率工况下电离室孔道径向和轴向各点的热中子注量率和 γ 剂量率，为反应堆的安全运行和功率监测系统的设计提供依据。

计算采用 ANISN 和 DOT3.5 程序。计算要点是根据平衡循环工况下反应堆的额定功率，堆芯功率密度分布，堆芯均匀化核密度，堆芯以及堆内构件、水层、压力容器、金属保温层、环形空腔和混凝土屏蔽等的排列顺序、尺寸等相关参数，用 DOT3.5 程序对二维 (R, θ) 和二维 (R, Z) 几何模型进行中子和 γ 输运计算，采取 P_3S_8 近似求解，最后求得电离室孔道径向和轴向各点的热中子注量率和 γ 剂量率。

堆芯中平面环形空腔内径向各点热中子注量率和 γ 剂量率的计算结果表明，当径向尺寸由 214.0cm 增至 252.2cm 时，热中子注量率由 $9.100 \times 10^8 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 单调平缓地增至 $1.203 \times 10^9 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ ，而 γ 剂量率则由 $1.356 \times 10^5 \text{ mSv/h}$ 单调平缓地降至 $1.172 \times 10^5 \text{ mSv/h}$ ，变化幅度均不大。

5.6.8 停堆后堆侧辐射场计算

计算的主要目的是给出停堆后 0.5h 和 1.0h 堆侧混凝土屏蔽外的辐射剂量水平，以确定此时工作人员能否进入主回路设备间进行检测和维修工作。为此，需要进行以下 3 项计算：

(1) 停堆后 0.5h 和 1.0h 堆侧混凝土屏蔽外的辐射剂量场是由堆芯裂变产物和活化产物衰变 γ 以及围板、吊篮、热屏蔽、压力容器和钢筋混凝土活化产物衰变 γ 造成的，围板、吊篮和热屏蔽为不锈钢，压力容器为低合金钢，因此，源项计算最终转换为堆芯裂变产物和活化产物源项计算以及不锈钢、低合金钢和钢筋混凝土单位快中子、单位中能中子和单位热中子注量率活化产物源项计算。这些源项均可从 5.5 节中查得。

(2) 采用 ANISN 程序和 DOT3.5 程序，在二维 (R, Z) 几何模型下进行中子输运计算，采用 P_3S_8 近似求解，给出二维 (R, Z) 几何 3 群中子注量率。

(3) 根据上述源项和二维 (R, Z) 几何 3 群中子注量率，由点核积分程序 GSCM 完成了停堆后堆侧辐射场计算，并

器、环形空腔、混凝土屏蔽、主管道及密封环区环形缝、褐铁矿混凝土屏蔽、电离室孔道出口和轻质防护材料的几何空间。

(2) 根据反应堆的额定功率、功率密度分布、堆内构件和压力容器尺寸、材料、密度、成分等。相关参数,采用与区域相关的少群中子和 γ 权重截面,在 $R=0.0\sim 213.1\text{cm}$ 、 $Z=62.2\sim 458.9\text{cm}$ (以堆芯底面以下 62.2cm 处为坐标原点,堆芯轴线为 Z 轴) 范围内,以 DOT3.5 程序对二维 (R, Z) 几何模型进行中子和 γ 输运计算,采用 P_3S_8 近似求解,最后求得压力容器外表面 $R=213.1\text{cm}$ 、 $Z=62.2\sim 458.9\text{cm}$ 范围 (耦合面) 内泄漏中子和 γ 的角注量率,即 DOT 带。

(3) 用 DOMINO 程序将 DOT 带上记录的泄漏中子和 γ 角注量率加工成适宜反照蒙特卡罗程序计算的累积几率分布函数 CPD,通称 DOMINO 带。

(4) 以 DOMINO 带记录的 CPD 为源分布进行抽样,采用三维反照蒙特卡罗程序 MORSE-ALBC3,在耦合面上执行 SN-AMC 耦合计算, MORSE-ALBC3 程序用点探测器估计法求得压力容器环形空腔顶部密封环区域各剂量点中子和 γ 的注量率、剂量率和释热率,其总中子和总 γ 注量率和剂量率值见表 2.2-72。

表 2.2-72 环形空腔顶部密封环区各剂量点注量率、剂量率计算结果 (方位角 0°)

剂量点	坐标 (cm)		总中子注量率 ($\text{cm}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$)	总 γ 注量率 ($\text{cm}^{-2}\cdot\text{s}^{-1}$)	总中子剂量率 ($\text{mSv}\cdot\text{h}^{-1}$)	总 γ 剂量率 ($\text{mSv}\cdot\text{h}^{-1}$)
	γ	Z				
P_1	236.8	745.73	2.27×10^8	1.45×10^8	1.04×10^5	3.33×10^3
P_2	251.7	712.23	2.23×10^8	1.21×10^8	9.87×10^4	2.61×10^3
P_3	251.7	745.73	1.83×10^8	1.01×10^8	8.66×10^4	2.21×10^3
P_4	251.7	768.23	1.44×10^8	8.86×10^7	6.55×10^4	2.00×10^3
P_5	325.0	721.43	1.04×10^8	3.35×10^7	4.24×10^4	5.71×10^2
P_6	325.0	752.43	8.75×10^7	2.80×10^7	3.42×10^4	5.01×10^2

通过对计算结果的分析,得到以下结论:

(1) 空腔顶部密封环区域总中子和总 γ 注量率分别高达 $27\times 10^8/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$ 和 $1.45\times 10^8/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$,是超标的。

(2) 第 2 群中子注量率占总中子注量率的 70% 以上,第 3 群和第 4 群 γ 注量率之和占总 γ 注量率的 98%。

(3) 中子剂量率是 γ 剂量率的 30~60 倍,因此,密封环区域主要是中子超标,特别是第 2 群中子严重超标, γ 剂量率可以忽略不计。

5.7.3 主管道环形缝辐射漏束计算

由于主管道轴线与堆芯轴线垂直,且与堆芯中平面相距 327.5cm ,因而主管道环形缝辐射漏束计算将比环形空腔顶部密封环区域辐射漏束计算复杂和困难,主要是需要增设两个耦合面 (“伪耦合面”),以提高粒子的碰撞密度,改善统计效果;除继续运用一般耦合计算技术外,还要运用 AMC-AMC 或即 SN-AMC-AMC 耦合计算技术。其计算步骤和方法如下:

(1) 以组合几何技术构建一个含有 4 个主管道及其绝热层环形缝的几何空间。

(2) 在压力容器外表面 $R=213.1\text{cm}$ 、 $Z=62.2\sim 428.0\text{cm}$ 范围 (第 1 个耦合面) 内建立 DOT 带和相应的 DOMINO 带。

(3) 在堆芯底面 ($Z=62.2\text{cm}$) 以上 $Z=430.1\text{cm}$ 处设置一个内、外半径分别为 213.1cm 和 253.0cm ,且与 Z 轴垂直的圆环耦合面 (第 2 个耦合面),以 DOMINO 带记录的 CPD 为源,采用三维反照蒙特卡罗计算程序 MORSE-AL-

BC3,在第 1 个耦合面上执行 SN-AMC 耦合计算,求得第 2 个耦合面向上发射中子的 CPD (“伪源”),通称碰撞带。

(4) 在环形空腔与各个主管道交界面处再次设置耦合面 (第 3 个耦合面),以第 2 耦合面碰撞带上记录的 CPD 为源,采用三维反照蒙特卡罗耦合计算程序 MORSE-COUPLE,在第 2 个耦合面范围内执行 AMC-AMC 耦合计算,分别记录各个交界面向外发射的中子的 CPD (“伪源”),从而求得 4 个分碰撞带。

(5) 以各个分碰撞带记录的 CPD 为源,再次采用三维反照蒙特卡罗耦合计算程序 MORSE-COUPLE,在第 3 个耦合面范围内再次执行 AMC-AMC 耦合计算,用点探测器估计法求得 25° 方位线出水口管正下方和正上方、分耦合面以外 2.0cm 绝热层环形缝中 P_A 和 P_B 点的 4 群中子注量率。

通过对 P_A 点和 P_B 点计算结果的分析,得到以下结论:

(1) 无论是 P_A 点的中子注量率还是 P_B 点的中子注量率,都是第 2 群中子注量率具有明显优势。

(2) P_A 点第 1 群中子注量率是 P_B 点第 1 群中子注量率的 11.07 倍,而 P_A 点第 4 群中子注量率则只是 P_B 点第 4 群中子注量率的 1.61 倍,这种情况充分表明, 25° 方位线出水口管对中子的慢化能力很强。

(3) P_A 点和 P_B 点的中子注量率水平均比较高,分别高达 $1.106\times 10^8/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$ 和 $3.438\times 10^7/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$ 。

5.7.4 堆坑和小室辐射屏蔽计算

采用 SN-AMC-AMC 耦合计算技术确定堆坑和小室的辐射水平,以 MCNP-3B 和 GSCM 程序计算并给出符合要求的屏蔽门聚乙烯板和铅板厚度。计算步骤和计算方法如下:

(1) 以组合几何技术构建包含堆芯、堆内构件、压力容器、环形空腔、混凝土屏蔽、堆坑、堆坑通道、小室、屏蔽门和迷宫等设备和设施的组合几何空间。

(2) 以堆芯底面以下 62.2cm 作为坐标原点,以反应堆轴线为 Z 轴,在 $R=213.1\text{cm}$ 、 $Z=0.0\sim 428.0\text{cm}$ 的压力容器外表面范围 (第 1 个耦合面) 内建立 DOT 带。

(3) 用 DOMINO 程序将 DOT 带加工成适合反照蒙特卡罗程序计算的关于能量、空间和角度的累积几率分布函数 (CPD),通称 DOMINO 带。

(4) 在 $Z=-358.12\text{cm}$ 处设置 1 个半径 $R=253.0\text{cm}$ 的平面圆耦合面 (第 2 个耦合面),以 DOMINO 带上记录的 CPD 为源,采用三维反照蒙特卡罗程序 MORSE-ALBC3,在第 1 个耦合面上执行 SN-AMC 耦合计算,求得它在第 2 个耦合面上造成的源分布,即耦合面中子和 γ 的 CPD。

(5) 以第 2 个耦合面上的 CPD 为源,采用反照蒙特卡罗耦合计算程序 MORSE-UPLOE,在第 2 个耦合面上执行 AMC-AMC 耦合计算,用点探测器估计法求得编码为 0~3 的各剂量点中子和 γ 的注量率。

(6) 根据 1, 2, 3 号剂量点中子和 γ 注量率的计算结果,在聚乙烯板厚度 10.0cm 、铅板厚度 7.0cm 情况下,分别采用 MCNP-3B 程序和 GSCM 程序计算和给出了 4 号点的中子和 γ 注量率。

堆坑和小室内外各剂量点中子和 γ 辐射漏束的计算结果分别见表 2.2-73 和表 2.2-74。

关于堆坑通道和小室辐射水平的基本结论:

(1) 在反应堆运行期间,堆坑通道和小室的中子注量率分别高达 $5.053\times 10^6/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$ 和 $1.832\times 10^6/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$, γ 注量率分别高达 $1.122\times 10^6/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$ 和 $5.059\times 10^5/(\text{cm}^2\cdot\text{s})$,均属于高放区,严禁人员入内。

(2) 就中子而言,第 4 群中子注量率分别占中子注量率

总额的55%至59%，具有明显优势，而就对中子剂量率的贡献而言，则是第2群中子具有优势。

表 2.2-73 堆坑通道和小室内外各剂量点的
的中子辐射漏束

能群	各剂量点中子辐射漏束($\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$)				
	0	1	2	3	4
1	7.298×10^1	2.906×10^1	3.075×10^1	2.525×10^1	5.210×10^{-1}
2	1.444×10^6	4.888×10^5	4.662×10^5	3.193×10^5	7.785×10^2
3	7.342×10^5	2.295×10^5	2.372×10^5	1.365×10^5	1.034×10^3
4	2.802×10^6	1.084×10^6	1.065×10^6	6.366×10^5	4.580×10^3
总和	5.053×10^6	1.832×10^6	1.793×10^6	1.118×10^6	6.915×10^3

表 2.2-74 堆坑通道和小室内外各剂量点的
 γ 辐射漏束

能群	各剂量点 γ 辐射漏束($\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$)				
	0	1	2	3	4
1	2.923×10^2	1.700×10^2	1.780×10^2	1.763×10^2	8.063×10^0
2	9.619×10^2	8.258×10^2	8.217×10^2	7.365×10^2	7.111×10^1
3	9.024×10^4	7.110×10^4	7.049×10^4	7.252×10^4	5.917×10^3
4	1.030×10^6	4.338×10^5	4.295×10^5	3.693×10^5	0.0
总和	1.122×10^6	5.059×10^5	5.010×10^5	4.428×10^5	5.998×10^3

(3) 就 γ 而言，无论是注量率还是剂量率，都是第4群 γ 具有明显优势。

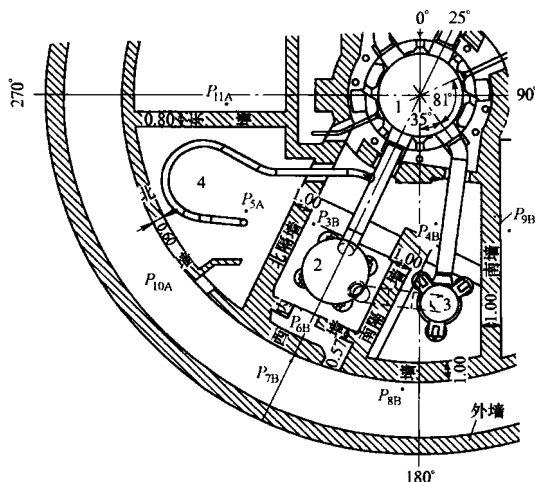
(4) 与中子剂量率相比较， γ 剂量率可以忽略不计。

关于屏蔽门的评价：当以厚 10.0cm 的聚乙烯板和厚 7.0cm 的铅板作为小室的屏蔽门时，4 号点的中子剂量率为 1.422mSv/h， γ 为 0.195mSv/h，总计 1.617mSv/h，低于设计剂量限值 2.0mSv/h，因而屏蔽门的防护能力是符合要求的。

5.8 主回路设备间辐射屏蔽设计

5.8.1 主回路设备间结构描述

秦山第二核电厂主回路设备间包括蒸汽发生器间、主泵（反应堆冷却剂泵）间和稳压器间，如图 2.2-79~图 2.2-81 所示，蒸汽发生器和主泵安装在标高 +4.65m 的设备间里，稳压器安装在标高 +8.00m 的设备间里。



和确定一个绝对坐标系,而后对几何空间中的每一基本体原则上都建立一个相对坐标系,最后通过坐标变换将它们之间的几何关系简单而准确地表达出来。

(2) 根据主回路设备间管道、设备、机座和屏蔽体的几何类型、空间位置和尺寸等具体情况,从基本体库中调用相应类型和数量的基本体元素,构建统一的主回路设备间辐射屏蔽几何空间。

(3) 以反应堆圆柱面源取代由 DOT3.5 程序算得的反应堆表面辐射源。这样,既可保证计算精度,又不必另作计算。

(4) 将主回路及其支路分解成 PKI 程序所要求的子回路。计算中,设置了 4 条子回路,由主管道、蒸汽发生器和主泵组成的子回路,含有 7 个圆柱体源、4 个半圆柱体源和 2 个球冠(1/4 球体)体源;由 5 个圆柱体源组成的波动管子回路;稳压器液相圆柱体源子回路(以液相底面为其入口处);稳压器气相圆柱体源子回路(以气相底面为其入口处)。

(5) 将冷却剂体源源强随着流动时间的衰减变化转换为沿着各个管道和设备轴线的空间变化。这样,更适宜计算机计算。

(6) 计算中所需核数据可从核数据库中取用。实际计算中,对于每一子回路,需要而且只需要输入其入口处的冷却剂体源源强以及按照子回路冷却剂流向依次输入它自己以及它后面的每一子回路冷却剂体源的坐标、几何类型、尺寸、冷却剂流量、密度、流通面积份额和源强离散参量,计算机便将自动地给出所有子回路、所有体源以及体源的每一等值点源的坐标、源强及其在所有剂量点造成的能量注量率和剂量率。

同样地,对于每一反应堆面源,只要逐一输入其面源坐标、几何类型、尺寸、源强和源强离散参量,计算机便将自动地给出所有面源以及面源的每一等值点源的坐标、源强及其在所有剂量点造成的能量注量率和剂量率。

计算中,最大限度地减轻了人工参数计算量和输入量,比较严格地考虑了辐射源的自吸收作用,中间设备的“阴影”屏蔽作用以及管壁、器壁、机座和屏蔽体的屏蔽作用。

5.8.3 计算结果

采用 PKI 程序,通过一次计算即可同时给出整个主回路设备间所有剂量点的剂量率之值,其中,主回路设备间内各剂量点剂量率的计算结果见表 2.2-75,外墙外各剂量点剂量率的计算结果见表 2.2-76,内墙外主要剂量点 P_{6B} 、 P_{6C} 和 P_{6D} 的计算结果分别为 $4.788 \times 10^1 \text{ mSv/h}$ 、 $2.614 \times 10^1 \text{ mSv/h}$ 和 $2.575 \times 10^1 \text{ mSv/h}$ 。所有计算结果均含有 2 倍安全系数。

表 2.2-75 主回路设备间内各主要剂量点的剂量率(mSv/h)

区域	剂量点	标高(m)	停堆后不同剂量点剂量率 (mSv/h)		
			运行末期	停堆 1h	停堆 1 天
蒸汽发生器间	P_{1B}	8.60	2.475×10^2	1.939×10^0	6.397×10^{-1}
	P_{2G}	30.00	1.556×10^{-6}	2.868×10^{-10}	2.897×10^{-12}
	P_{3B}	8.60	2.686×10^2	1.561×10^0	4.660×10^{-1}
	P_{3C}	12.725	9.224×10^1	6.552×10^{-1}	2.064×10^{-1}
	P_{3D}	16.10	6.434×10^1	3.762×10^{-1}	1.161×10^{-1}
主泵间	P_{4A}	5.25	6.829×10^1	1.087×10^0	3.857×10^{-1}
	P_{4B}	8.60	1.935×10^1	1.918×10^{-1}	5.947×10^{-2}
稳压器间	P_{5A}	8.60	5.807×10^1	71×1.110^0	4.166×10^{-1}
	P_{5C}	13.80	4.109×10^1	6.861×10^{-1}	2.527×10^{-1}
	P_{5E}	20.60	1.560×10^1	3.507×10^{-1}	1.007×10^{-1}

表 2.2-76 主回路设备间外墙外各剂量点的剂量率(mSv/h)

区域	剂量点	标高(m)	停堆后不同剂量点剂量率 (mSv/h)		
			运行末期	停堆 1h	停堆 1 天
蒸汽发生器间西墙外	P_{7A}	5.25	1.940×10^{-2}	1.229×10^{-6}	1.444×10^{-8}
	P_{7B}	8.60	5.415×10^{-2}	3.500×10^{-6}	3.961×10^{-8}
	P_{7C}	12.725	2.885×10^{-2}	1.537×10^{-6}	1.076×10^{-8}
	P_{7D}	16.10	2.754×10^{-2}	1.502×10^{-6}	1.089×10^{-8}
	P_{7E}	20.60	1.333×10^{-2}	6.987×10^{-7}	4.978×10^{-9}
	P_{7F}	24.60	2.200×10^{-5}	5.971×10^{-9}	7.275×10^{-11}
主泵间西墙外	P_{8A}	5.25	1.752×10^{-2}	1.142×10^{-6}	9.136×10^{-9}
	P_{8B}	8.60	1.207×10^{-2}	8.144×10^{-7}	7.280×10^{-9}
	P_{8C}	12.725	4.190×10^{-3}	1.451×10^{-7}	6.381×10^{-10}
	P_{8D}	16.10	2.664×10^{-4}	7.603×10^{-9}	2.385×10^{-11}
主泵间南墙外	P_{9A}	5.25	1.024×10^{-2}	5.553×10^{-7}	4.777×10^{-9}
	P_{9B}	8.60	9.192×10^{-2}	9.476×10^{-6}	1.052×10^{-7}
	P_{9C}	12.725	7.891×10^{-3}	6.035×10^{-7}	7.288×10^{-9}
	P_{9D}	16.10	1.487×10^{-3}	1.787×10^{-7}	2.282×10^{-9}
稳压器间北墙外	P_{10A}	8.60	4.544×10^{-1}	1.786×10^{-4}	1.094×10^{-5}
	P_{10B}	12.10	3.171×10^{-1}	1.209×10^{-4}	5.152×10^{-6}
	P_{10C}	13.80	2.986×10^{-1}	8.928×10^{-5}	3.521×10^{-6}
	P_{10D}	17.50	2.417×10^{-1}	5.331×10^{-5}	2.045×10^{-6}
	P_{10E}	20.60	1.246×10^{-1}	5.897×10^{-5}	1.276×10^{-6}
稳压器间东墙外	P_{11A}	8.60	1.475×10^{-1}	4.251×10^{-5}	1.150×10^{-6}
	P_{11B}	12.10	1.278×10^{-1}	2.978×10^{-5}	8.058×10^{-7}
	P_{11C}	13.80	9.503×10^{-2}	1.599×10^{-5}	4.185×10^{-7}
	P_{11D}	17.50	5.543×10^{-2}	8.556×10^{-6}	2.258×10^{-7}
	P_{11E}	20.60	3.162×10^{-2}	9.086×10^{-6}	1.708×10^{-7}

特别说明,这里给出的屏蔽墙厚度并非全部出于防护需要,而是屏蔽设计和土建设计所需墙厚度中较大厚度者。屏蔽墙的厚度如下:

从标高 8.00m 的水平剖面上看南墙、西墙、南隔墙和北隔墙厚度均为 100.0cm;东墙、北墙和内墙厚度分别为 80.0cm、60.0cm 和 57.0cm。

分析表中所列结果,可以得到如下几点结论:

(1) 即使反应堆发生大的功率变化,冷却剂流量以 $0.035 \text{ m}^3/\text{s}$ 的波动速率从主回路流经波动管注入稳压器液相,导致稳压器设备间剂量水平升高,但仍然是蒸汽发生器设备间剂量水平最高,主泵设备间次之,稳压器设备间最低。

(2) 反应堆正常运行时,主设备间的屏蔽墙厚度以及设备间内外的辐射剂量场基本上是由冷却剂激活核 ^{16}N 衰变 γ 、特别是能量为 6.13MeV 的衰变 γ 决定的。

(3) 蒸汽发生器设备间内墙外的最大剂量为 $4.788 \times 10^1 \text{ mSv/h}$,低于设计剂量限值。

(4) 主回路设备间外墙外的最大剂量为 $4.544 \times 10^{-1} \text{ mSv/h}$,低于设计剂量限值 2 mSv/h ,因而外墙的防护能力符合设计要求,其中南墙和西墙的防护能力尚有较大潜力。

5.9 反应堆厂房大气中 ^{41}Ar 源项计算

在热中子照射下,大气中的 ^{40}Ar 通过(n, γ)反应而生成为激活核 ^{41}Ar 。本节的主要目的,就是确定反应堆厂房内大气的污染程度并为通风系统设计提供大气中 ^{41}Ar 源强数据。

秦山第二核电厂反应堆屏蔽和主回路设备间屏蔽计算结果表明,无论是反应堆屏蔽外表面的热中子注量率,还是主回路设备间的热中子注量率,都比相应于堆芯活性段压力容

器金属保温层和混凝土屏蔽之间环形空腔内的热中子注量率低很多个量级,因而反应堆屏蔽四周和主回路设备间内大气中生成的激活核 ^{41}Ar 均可忽略不计。

反应堆压力容器环形空腔辐射漏束计算结果表明,空腔顶部密封环区域总中子注量率高 $2.27 \times 10^8 / (\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。可以想象,整个环形空腔的总中子注量率是相当高的。这样,在确定压力容器外侧环形空腔热中子辐照区的轴向尺寸时,可以设想为堆芯活性段高度并分别向上和向下各延伸50.0cm。另外,如果进一步设定正常通风情况下,辐照区内大气中生成的激活核 ^{41}Ar 将在极短时间内排入反应堆厂房并与厂房内的大气均匀混合,同时选定堆芯中心为圆柱坐标原点,堆芯轴线为圆柱坐标 Z 轴,即可直接将反应堆长期稳定运行工况下辐照区内大气中 ^{41}Ar 的放射性活度 A 、放射性活度产生率 P 以及反应堆厂房内大气中 ^{41}Ar 的放射性浓度 C 的表达式分别为

$$A = N\sigma_a \int_{Z_1}^{Z_2} \int_{r_1}^{r_2} \phi_{\text{th}}(r, z) 2\pi r dr dz = N\sigma_a \bar{\phi}_{\text{th}} V_1 \quad (2.2-40)$$

$$P = \lambda A = N\sigma_a \bar{\phi}_{\text{th}} V_1 \lambda \quad (2.2-41)$$

$$C = A/V_2 = N\sigma_a \bar{\phi}_{\text{th}} (V_1/V_2) \quad (2.2-42)$$

式中: $N=1.8 \times 10^{17} / \text{cm}^3$ 为辐照区大气中 ^{40}Ar 的核密度; $\sigma_a=0.53 \times 10^{-24} \text{cm}^2$ 为辐照区大气中 ^{40}Ar 的热中子微观吸收截面; $\bar{\phi}_{\text{th}}=7.732 \times 10^8 \text{n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 为辐照区均匀化热中子注量率; $\lambda=1.052 \times 10^{-1} \text{s}^{-1}$ 为 ^{41}Ar 的衰变常数; $r_1=221.6 \text{cm}$ 为辐照区内半径; $r_2=253.0 \text{cm}$ 为辐照区外半径; $Z_1=-232.9 \text{cm}$ 为辐照区底面 Z 轴坐标; $Z_2=232.9 \text{cm}$ 为辐照区顶面 Z 轴坐标; $V_1=2.181 \times 10^7 \text{cm}^3$ 为辐照区体积; $V_2=5.0 \times 10^{10} \text{cm}^3$ 为反应堆厂房中大气体积; $\phi_{\text{th}}(r, z)$ 为辐照区 (r, z) 点的热中子注量率,是在额定功率工况下,以DOT3.5程序对二维 (R, Z) 几何模型进行输运计算,采用 P_3S_8 近似求解。

根据上列各个参数,最后得到秦山第二核电厂反应堆厂房大气中 ^{41}Ar 源项的计算结果如下,即

$$A=1.609 \times 10^9 \text{Bq}; P=1.693 \times 10^5 \text{Bq/s};$$

$$C=3.218 \times 10^{-2} \text{Bq/cm}^3$$

广东大亚湾核电厂的相应数据为 $C=3.77 \times 10^{-2} \text{Bq/cm}^3$,二者之间的数据比较接近。

6 事故分析

事故分析对核电厂安全至关重要,是核电厂建设必须关注的问题,也是核安全当局对核电厂安全评审最关注的内容,是核电厂安全分析报告的重要章节。它包括了假想的设备干扰、误动作或失效时核电厂响应的分析。分析的状态是那些与安全相关的、又有可能发生的,或必须予以考虑的具有代表性的典型的始发事件。这些事件属于两种类型:一类是重点分析与着力防范的设计基准事故,另一类是尽最大努力缓解的附加工况。本文以秦山第二核电厂为例进行说明。

6.1 分析原则

压水堆核电厂必须遵守“核电厂设计安全规定”中有关规定和要求。故设计中必须进行安全分析,通过确定论分析方法和概率论分析方法制定和确认安全重要物项的设计基

准,保证整个压水堆核电厂的设计符合国家有关监督部门对压水堆核电厂各种工况所制定的辐照剂量和放射性物质释放的规定限值。事故分析是安全分析中确定论分析方法的重要手段。

压水堆核电厂的事故分析应包括核电厂的过程变量假想波动、假想设备误动作或故障、操纵员误动作以及外部事件的分析。分析中应用的计算机程序、分析方法和模型必须加以验证,并必须充分考虑各种不确定性。

事故分析的结果应能证明在运行工况和事故工况下,反应堆能实现安全停堆并保持安全停堆状态;在运行工况和事故工况停堆之后,能有效地排出堆芯余热;在运行工况和事故工况期间,放射性物质释放造成的辐照剂量应低于规定限值。

6.2 分析范围与工况

核电厂运行的各种状态,通常按照预计事件发生频率和潜在的放射性后果对公众的影响,分成如下五类工况:工况Ⅰ——正常运行和正常运行瞬态,工况Ⅱ——预计运行事件,工况Ⅲ——稀有事故,工况Ⅳ——极限事故,工况Ⅴ——附加工况。

对于每类工况的一个基本设计原则是最有可能发生的工况,对公众产生的放射性风险最小;对公众具有最大潜在风险的极端情况,应该是最不可能发生的工况,并且应当遵守安全准则和放射性释放准则。

对工况Ⅱ和工况Ⅲ事件所作的分析,规定了反应堆保护系统的要求,并可确定这些系统的整定值。

对工况Ⅳ某些事件所作的分析,确定了专设安全设施的性能,以便满足安全准则及限制放射性后果。

对工况Ⅲ和工况Ⅳ其他事件所作的分析,可以验证专设安全设施设计的正确性。

对工况Ⅴ的分析,可以评价核电厂缓解超设计基准事故的能力和所具有的安全水平。

6.2.1 Ⅰ类工况——正常运行和正常运行瞬态

Ⅰ类工况是核电厂在启动、调试、功率运行、换料和维修过程中所遇到的经常或定期发生的事件。该工况导致的核电厂某些物理参数变化不会达到触发保护动作的阈值。

属于Ⅰ类工况范围的典型事件如下:

(1) 稳态运行和停堆。包括功率运行、热备用、热停堆、冷停堆及换料停堆。它们的相关定义见表2.2-77。

表 2.2-77 稳态运行和停堆

工况名称	定 义
功率运行	反应堆临界,且核仪表指示功率大于2%满功率(FP)的工况
热备用	反应堆临界,且核仪表指示功率在0~2%FP的工况
热停堆	反应堆次临界至少1000pcm,反应堆冷却剂温度在291℃左右,余热由SG排出的工况
冷停堆	反应堆次临界至少1000pcm,反应堆冷却剂温度在90℃以下,停堆期间反应堆冷却剂温度由余热排出系统(RRA)控制的工况
换料停堆	反应堆次临界至少5000pcm,硼浓度至少2100ppm,反应堆冷却剂温度在10℃到60℃之间RRA系统运行的工况

(2) 在允许偏差范围内的运行。持续运行期间有可能出现的、仍然处于核电厂技术规格书许可范围之内的各种状态或参数偏离,同时考虑其他运行模式,它们包括:某些设备或系统不能工作时的运行;有缺陷的燃料元件包壳发生泄漏时的持续运行;反应堆冷却剂中出现下述放射性活度(裂变产物,腐蚀产物,氡)时的持续运行;蒸汽发生器泄漏不超过技术规格书中允许的最大值时的持续运行;技术规格书允许的试验。

(3) 运行瞬态。包括电厂升温和降温、阶跃负荷变化、线性负荷变化及甩负荷。其定义见表 2.2-78。

表 2.2-78 运 行 瞬 态

瞬态名称	定 义
电站升温 和降温	反应堆冷却剂系统升温速率最高可达 56℃/h, 或 稳压器降温速率最高可达 110℃/h 的工况
阶跃负荷变化	最大阶跃值可达±10%FP 的工况
线性负荷变化	最大变化率可达 5%FP/min 的工况
甩负荷	最高可甩掉设计满负荷的工况

6.2.2 II 类工况——预计运行事件

II 类工况是核电厂在每年内都可能发生的预计运行事件。II 类工况事件发生频率在 10^{-2} /堆年~ 10^{-1} /堆年之间。

这类工况所包括的事故有:①给水系统故障引起的给水温度下降;②给水系统故障引起的给水流量增加;③二次侧蒸汽流量过度增加;④主蒸汽系统事故泄压;⑤外负荷丧失;⑥汽轮机事故保护停机;⑦主蒸汽隔离阀意外关闭;⑧凝汽器真空丧失和其他事故引起的汽轮机停机;⑨电厂辅助设施非应急交流电源丧失;⑩反应堆冷却剂强迫流量部分丧失;⑪正常给水流量丧失;⑫功率运行时一组控制棒组件(RCCA)失控抽出;⑬次临界或低功率启动状态下控制棒组失控抽出;⑭控制棒组件错位、单个控制棒组件或控制棒组下落;⑮化容控制系统故障引起反应堆冷却剂的硼浓度下降;⑯功率运行期间安全注射系统误动作;⑰化容控制系统故障引起反应堆冷却剂装量的增加;⑱稳压器安全阀误开启。

6.2.3 III 类工况——稀有事故

III 类工况定义为在核电厂整个寿期有可能发生的频率很低事故。III 类工况事件发生频率在 10^{-4} ~ 10^{-2} 堆年之间。

III 类工况中所包括的事故有:①小的蒸汽管道破裂;②反应堆冷却剂强迫流量完全丧失;③单个控制棒组件在满功率运行状态下抽出;④燃料组件错装位;⑤稳压器一个安全阀持续开启故障运行;⑥蒸汽发生器传热管断裂;⑦安全壳外含有一次冷却剂的小管道破口;⑧小破口失水事故;⑨废气处理系统破损;⑩放射性废液系统泄漏或破损;⑪由液罐破损引起的假想放射性释放。

6.2.4 IV 类工况——极限事故

IV 类工况是在核电厂规定寿期内预计不会发生的假想事故。IV 类工况事件发生频率在 10^{-6} ~ 10^{-4} 堆年之间。由于存在着放射性物质大量释放的潜在后果,这一类事故对反应堆安全的影响必须加以研究。这些事故代表了极限设计工况。

IV 类工况中所包括的事故有:①大的蒸汽管道破裂;②给水系统管道断裂;③反应堆冷却剂泵转子卡死;④反应堆冷却剂泵轴断裂;⑤控制棒组件弹出事故;⑥蒸汽发生器传热管破裂加一个蒸汽发生器释放阀卡开;⑦反应堆冷却剂压力边界范围,各种假想的不同管道破裂引起的冷却剂丧失

事故;⑧燃料装卸事故;⑨乏燃料罐坠落事故。

6.2.5 V 类工况——附加工况

V 类工况是在核电厂规定寿期内预计极不可能发生的假想事故。V 类工况事件发生频率小于 10^{-6} 堆年。附加工况是为了评价核电厂的安全水平,通过确定论分析方法和概率论分析方法确定的在设计中要考虑的超设计基准事故工况,其后果应不会导致堆芯的明显恶化。

在这类工况中所包括的事故有:①失去正常给水—未能紧急停堆的预期瞬态(ATWS);②电厂辅助设备丧失非应急交流电源—ATWS;③负荷丧失—ATWS;④汽轮机事故保护停车—ATWS;⑤凝汽器真空丧失—ATWS;⑥主蒸汽管道隔离阀关闭—ATWS;⑦控制棒误抽出一ATWS;⑧最终热阱完全丧失(H1 规程);⑨蒸汽发生器给水完全丧失(H2 规程);⑩全厂断电(H3 规程);⑪安全壳喷淋泵或安注泵失效(H4 规程);⑫主蒸汽管道断裂同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂;⑬严重事故。

6.3 验收准则

6.3.1 I 类工况

I 类工况可以引起某些物理参数变化,但不应达到触发保护系统开始动作的整定值。

6.3.2 II 类工况

在 II 类工况的事故状态下,当达到预定的整定值时,保护系统触发反应堆紧急停堆。然后,在采取了必要的纠正措施,并满足了如下列要求以后,电站便可以恢复运行,其验收准则是:①一个独立的 II 类工况,必须不能导致后果更为严重的 III 类工况、IV 类工况事故发生,尤其是 II 类工况不应引起任何一道裂变产物屏障的损坏;②必须保证燃料包壳的完整性;③一次侧和二次侧压力不得超过限值;④任何放射性产物的释放必须满足国家环保总局 1986 年发布 GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》的相应规定。

6.3.3 III 类工况

III 类工况范围内的事故,可能引起少数燃料元件的有限损坏,但堆芯的几何形状不受影响,因而认为堆芯仍然能够正常冷却。其验收准则是:①一个 III 类工况范围内的事故,不引发 IV 类工况,并不得进一步损坏反应堆冷却剂系统和安全壳屏障;②在厂区边界上事故后两小时记录到的放射性物质的释放量,不得大于国家环保总局 1986 年发布 GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》规定的剂量当量。这种放射性物质的释放不得终止或限制公众使用厂区以外地域。

6.3.4 IV 类工况

IV 类工况可能导致燃料元件的严重损坏,但堆芯的几何形状应不受影响,并可以保证堆芯冷却。其验收准则是:①在任何情况下,单独一个 IV 类工况的事故,不得进一步导致担负缓解事故功能的系统丧失其相应的功能,(例如,安全注射系统)。并且不再进一步损坏反应堆冷却剂系统和安全壳屏障;②在厂区边界上整个事故期间记录到的放射性物质的释放量,不得大于 GB 6249—1986 规定的剂量当量。这种放射性物质的释放不得终止或限制公众使用厂区以外地域。

虽然失水事故(LOCA)的发生频率相当小,但是其后果极为严重。因此,失水事故的分析应遵照以下特殊的设计准则和规定:①峰值包壳温度——计算的峰值包壳温度不得超过 1204℃;②最大包壳氧化量——在任一点上最大包壳氧化量不得超过包壳总厚度的 17%;③最大氢气产量——

由包壳与水或蒸汽化学反应计算产生的总氢气量不得超过包壳材料（充气空间周围的包壳除外）假如都参加反应所产生的氢气量的1%；④堆芯几何结构形变——堆芯几何结构形变应能保持其可冷却性；⑤长期冷却——在安全注射系统开始成功运行后，计算的堆芯温度保持在可接受的数值下，并且只要燃料留在堆芯内，就应排出余热。

一束控制棒组件弹出事故的发生频率也相当小，其特征是功率迅速增加，后果极其严重，对这类事故应采用特殊设计准则是：①热点处燃料块平均焓，对于新燃料，应低于942J/g；对于辐照过的燃料，应低于837J/g；②即使燃料芯块的焓低于上面的限制值，热点处燃料芯块熔化的份额也应低于10%；③热点处包壳的平均温度应低于包壳可能发生脆化的温度（温度限制值为1482℃，此时几乎没有或有很少的包壳氧化）；④反应堆冷却剂系统的最大压力不得超过设计压力的110%。

6.3.5 V类工况

V类工况可能导致燃料元件的更严重地损坏，但应不会导致堆芯明显恶化，堆芯仍保持可冷却几何形状，以便能适当地确保堆芯冷却。即使反应堆冷却剂系统遭受损坏，也应保持安全壳的完整性，以避免由于对环境的裂变产物释放，给公众健康和安全带来过度的风险。

6.4 分析方法

6.4.1 运行工况明细表及其分类

编制运行工况明细表并对各种运行工况进行分类，以便找出每类工况中具有代表性的包络工况做为事故分析的对象，进而确定每类事故工况的分析内容和每个事故的事件序列。

6.4.2 设计基准事故分析的基本假设

在事故分析中，通常做如下基本假设：

(1) 初始条件。应保守地选择反应堆的初始条件，尤其是应该考虑它们的调节死区和测量通道的误差。

(2) 控制系统。在事故分析中，应假设控制系统无效，除非能证明控制系统有效情况下的事故后果更严重。

(3) 单一故障。在设计基准事故分析中必须对有关安全组合考虑单一故障准则。

(4) 反应堆紧急停堆。在事故分析中，总是考虑具有瞬态特征的第一个紧急停堆信号，并应考虑通道滞后时间和紧急停堆整定值的误差。同时，应考虑卡棒准则。此外，为了得到最不利的负反应性引入速率，应考虑最不利的轴向功率分布。

(5) 保护系统和专设安全设施。在事故分析中，应考虑在保护系统通道和专设安全设施通道投入运行时会出现单一故障。而且，专设安全设施投入运行的时间应考虑应急发电机组带载的延迟时间。

(6) 物理参数。中子物理参数应取保守值，以得到瞬态分析的最不利的结果。

(7) 失去厂外电源。在事故分析中，应假设失去厂外电源，除非能证明厂外电源有效情况下的事故后果更严重。

6.4.3 附加工况分析的基本假设

在分析附加工况事故时，应采用如下的特殊假设：①反应堆初始状态的参数采用现实性假设；②控制系统正常运行；③可能要求使用非安全级的系统和设备；④不应用单一故障准则；⑤电网供电保持在可用状态；⑥剩余功率按照堆芯的燃料耗计算，不留余量；⑦各个被使用系统启动的起始时间按实际情况确定。

6.4.4 计算模型及计算程序

在事故分析中，应采用能真实地或保守地模拟反应堆堆芯和系统行为的物理模型。

在每个事故分析中，所应用的计算程序应该是能准确地描述该事故的机理和进程，并经过工程实践或验证过的程序。

在6.14节的附录中给出了事故分析所使用的计算机程序。

6.4.5 操作员的干预行动

在事故分析中，应说明操作人员在识别事故后是否应采取干预行为。

6.5 二回路排热增加

本节所介绍的内容是二回路系统排热意外增加的一些假想事故，它们将导致二回路系统从反应堆冷却剂系统带走的热量增加。过量的排热，即排热率超过了堆芯发热率，引起慢化剂温度降低，而造成堆芯反应性增加，导致功率水平的上升和停堆裕度的降低。功率水平的任何意外增加，都可能造成燃料损坏或反应堆冷却剂系统超压。通常，安全分析报告中所分析的这类瞬态工况包括：①给水系统故障引起的给水温度下降；②给水系统故障引起的给水流量增加；③二次侧蒸汽流量过度增加；④主蒸汽系统事故泄压；⑤蒸汽系统管道破裂。

下面仅以“蒸汽系统管道破裂”事故为例进行介绍。

蒸汽系统管道破裂事故的始发事件是主蒸汽管道损坏引起的。由于主蒸汽管道破裂而引起的蒸汽释放，从破口喷放的蒸汽导致事故初期蒸汽流量增加，之后随着蒸汽压力的下降，破口蒸汽流量逐渐减小。蒸汽发生器二次侧排热的增加导致反应堆冷却剂系统温度和压力下降，由于慢化剂的负反馈效应，给反应堆堆芯引入一个正反应性。堆芯反应性的增加可能使功率水平增加和停堆裕量减少。

主蒸汽管道破裂事故的瞬态分析对破口的位置、破口的尺寸、初始功率水平和运行方式等很敏感，应该鉴别出导致事故后果最严重的工况。国内、外核电厂的工程经验表明，最保守的假设是主蒸汽管道双端断裂，这是事故后果最严重的工况，也是导致一回路最快降温的瞬态工况。

如果紧急停堆后，一束最大价值的控制棒卡在全提出位置，则事故过程中反应堆很可能重返临界并返回功率运行状态，通过安全注射系统注射硼酸才能使堆芯最终进入停堆状态。

根据6.2节的工况分类，主蒸汽管道大破口事故列为第Ⅳ类工况（极限事故）；主蒸汽管道小破口事故列为第Ⅲ类工况（稀有事故）。

主蒸汽管道破裂事故的分析应着重考虑如下几个方面：

(1) 反应堆安全壳的安全性。主蒸汽管道破裂后，蒸汽释放到安全壳内，引起安全壳的温度和压力上升。因此，在事故分析中应给出释放到安全壳内的质量和能量随时间的变化，以便作为安全壳系统压力分析的计算输入。

(2) 燃料棒包壳的完整性。依据验收准则可知，在主蒸汽管道破裂事故过程中，堆芯燃料元件发生偏离泡核沸腾（DNB）和可能的包壳穿孔在一定程度上是可以接受的。但事实上，分析结果表明，即使假定最大价值的一束控制棒卡在全提出位置，该事故过程中堆芯内也不会发生偏离泡核沸腾（DNB）。因此，在实际分析中采用的限制准则（使用Ⅱ类工况的）是： $MDNBR > 1.45$ （W-3公式）。

(3) 放射性产物的释放量。在主蒸汽管断裂事故的放射

性产物的释放量分析中,通常假定安全壳外一根主蒸汽管道完全断裂,还假设失去外电源,即凝汽器不可用。事故期间,与断裂的蒸汽管相连的蒸汽发生器(以下称为“受影响的蒸汽发生器”,另外一台称为“未受影响的蒸汽发生器”)在很短时间内完全排空,蒸汽通过破口直接喷向大气,直到操作员把受影响的蒸汽发生器隔离为止。未受影响的蒸汽发生器可以通过安全阀将蒸汽排入大气,去除堆芯衰变热,持续排汽使反应堆冷却剂系统的温度和压力降得足够低,直到余热导出系统可用于冷却反应堆时为止。

事故期间释放到环境的放射性核素是由受影响的蒸汽发生器通过管道破口和未受影响的蒸汽发生器通过安全阀排放到大气二回路蒸汽带出的。二回路蒸汽中的放射性核素是由反应堆冷却剂通过蒸汽发生器传热管泄漏而带入的。

在事故分析中,一般使用比较保守的基本假设(如6.4.2节所述),以便得到分析的结果偏于安全。这里特别提出值得注意的几点:①反应堆初始工况选为热停堆状态;②假定厂外电源可用;③蒸汽管道断裂双端剪切断裂工况,其等效的破口面积对应于蒸汽发生器出口处限流器的总截面;④不考虑堆芯的剩余释热,只考虑燃料元件中和蒸汽发生器传热管中的储热;⑤假定最小的安注流量(考虑单一故障)。

为了对主蒸汽管道大破口事故分析的进程和结果有个比较清晰的了解,下面给出实例以作出说明。表2.2-79给出了主蒸汽管道大破口的事件序列。表2.2-80给出了主蒸汽管道大破口事故过程中对应最大热流密度时刻反应堆冷却剂系统的主要参数。表2.2-81给出了厂区非居住区边界处事故剂量。图2.2-82~图2.2-89给出了主蒸汽管道大破口事故下列参数随时间的变化曲线:①稳压器压力;②受影响环路反应堆进出口冷却剂温度;③未受影响环路反应堆进出口冷却剂温度;④反应性;⑤反应堆功率;⑥堆芯热流密度;⑦蒸汽发生器压力;⑧蒸汽流量。

表 2.2-79 主蒸汽管道大破口事故的事件序列

事 件	时间 (s)
蒸汽管道双端断裂	0
假定产生安注信号、主蒸汽管道和主给水隔离信号	5
主给水和主蒸汽管道隔离	10
稳压器完全排空	16.7
一台高压安注泵开始启动	18
反应堆重返临界	28.9
19000ppm 硼溶液到达堆芯	37.3
达到热流密度峰值 (3.97%FP)	70.9
反应堆重返次临界	83.8

表 2.2-80 主蒸汽管道大破口事故时
对应峰值热流密度时刻的反应堆状态参数

项 目	数 值
反应堆进口冷却剂温度(受影响环路)(°C)	209.15
反应堆进口冷却剂温度(未受影响环路)(°C)	242.91
反应堆冷却剂压力(MPa)	3.59
反应堆冷却剂流量与名义值之比	1.0
平均热流密度与名义值之比	3.97
热通道径向功率峰因子	10.35
热通道轴向功率峰因子	2.24
MDNBR	3.91

表 2.2-81 厂区非居住区边界处事故剂量

事故名称	时 段	有效剂量 (Sv)	甲状腺剂量 (Sv)
主蒸汽管 断裂	0~2h	2.42E-05	3.52E-04
	0~8h	2.89E-05	4.32E-04

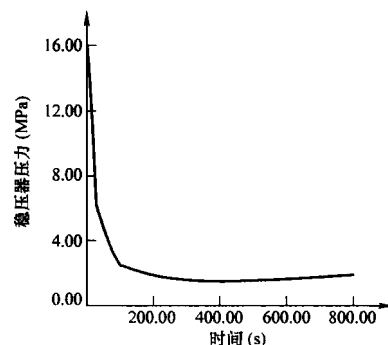


图 2.2-82 稳压器压力随时间的变化

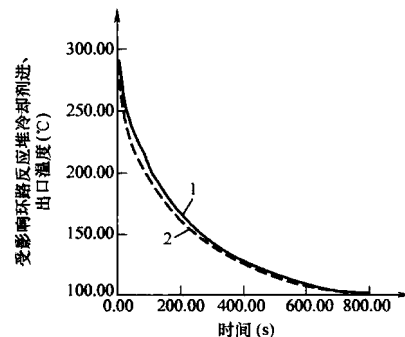


图 2.2-83 受影响环路反应堆进出口冷却剂温度
随时间的变化
1—反应堆出口温度; 2—反应堆进口温度

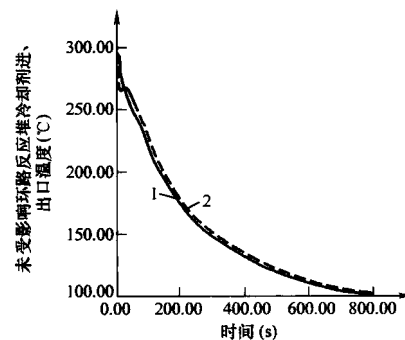


图 2.2-84 未受影响环路反应堆进出口冷却剂
温度随时间的变化
1—反应堆出口温度; 2—反应堆进口温度

通过上述的分析和瞬态结果可以得到如下结论。

(1) 在反应堆冷却剂泵继续由主电网供电的情况下,反应堆冷却剂流量保持其初始值。主蒸汽管道断裂事故发生后,主给水和蒸汽管道隔离,蒸汽只继续从受影响环路的蒸汽发生器喷放,未受影响环路的蒸汽发生器在瞬态结束后仍可用于排出堆芯余热。

(2) 瞬态计算结果表明:堆芯轴向功率峰因子为 10.35、径向功率峰因子为 2.24,MDNBR 为 3.91,大于 II 类工况的安全限值,因此该事故过程中没有燃料损坏的危险。

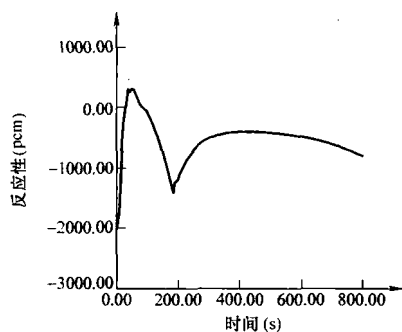


图 2.2-85 反应性随时间的变化

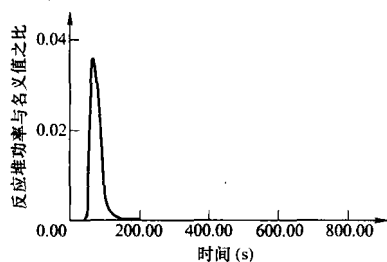


图 2.2-86 反应堆功率随时间的变化

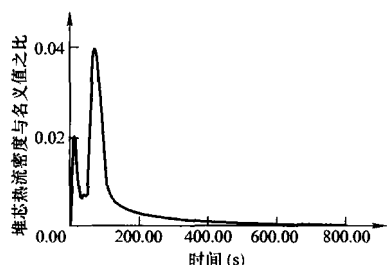


图 2.2-87 堆芯热流密度随时间的变化

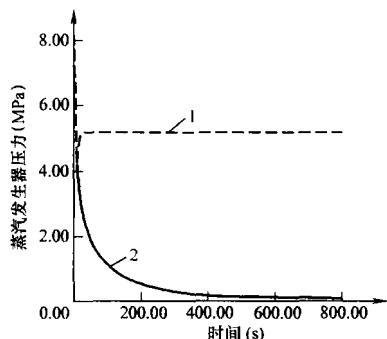


图 2.2-88 蒸汽发生器压力随时间的变化

1—未受影响环路蒸汽发生器压力；
2—受影响环路蒸汽发生器压力

(3) 二回路蒸汽系统所有不同大小的破口都可由该事故分析的结果所覆盖。

(4) 厂区非居住区边界个人有效剂量当量和甲状腺剂量当量均低于 GB 6249—1986 规定的剂量当量限值。

6.6 二回路系统排热减少

二回路系统排热意外减少的一些假想事故，将导致二回路系统从反应堆冷却剂系统带走的热量减少。排热减少，即排热率低于堆芯发热率，引起反应堆冷却剂系统温度升高，冷却剂密度减少，稳压器内水体积增加，以及反应堆冷却剂系统压力升高，可能造成燃料损坏或反应堆冷却剂系统超压。通常，安全分析报告中所分析的这类瞬态工况包括：①外负荷丧失；②汽轮机事故停机；③主蒸汽隔离阀意外关

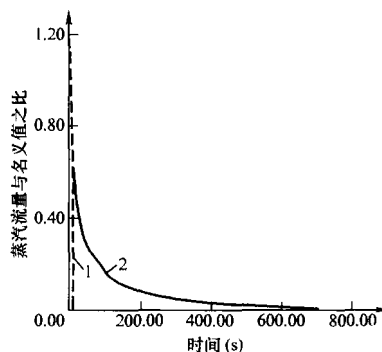


图 2.2-89 蒸汽流量随时间的变化

1—未受影响环路蒸汽发生器蒸汽流量；
2—受影响环路蒸汽发生器压力

闭；④凝汽器真空丧失和其他事故引起的汽轮机停机；⑤电厂辅助设施非应急交流电源丧失；⑥正常给水流量丧失；⑦主给水系统管道破裂。

下面仅对工况⑤和⑦进行分析。

6.6.1 电厂辅助设施非应急交流电源丧失

假定非应急交流电源的丧失导致电厂辅助设施的所有电源丧失。电厂辅助设施非应急交流电源丧失的始发事件既可能由外电网完全丧失引起的，也可能是由厂内交流配电系统失效引起的。

非应急交流电源完全丧失将导致反应堆冷却剂泵、凝汽泵等电厂辅助设施的所有电源丧失。

这种瞬态比汽轮机事故停机事件更严重，因为该工况下二回路排热能力减少与反应堆冷却剂流量的衰减同时发生。这就更进一步降低了冷却剂从堆芯带出热量的能力。

非应急交流电源完全丧失，产生反应堆冷却剂泵转速低一低信号，触发反应堆紧急停堆，同时汽轮机停机，蒸汽系统压力上升，蒸汽发生器释放阀自动开启向大气排放（假设凝汽器不可用，蒸汽旁通排放失效）。如果蒸汽发生器释放阀排放的蒸汽流量仍不足以带走堆芯释热，则蒸汽发生器安全阀将开启，以排出燃料和冷却剂显热，以及反应堆产生的衰变热。当接近零负荷温度时，则用蒸汽发生器释放阀（如释放阀失效则用安全阀）排除衰变热，以维持电厂处于热停堆状态。由时间延迟的凝结水泵母线欠电压信号启动电动辅助给水泵，电动辅助给水泵由应急柴油发电机组提供电源。由反应堆冷却剂泵转速低一低信号启动汽动辅助给水泵，汽动辅助给水泵所用蒸汽来自二回路系统。辅助给水系统（ASG）的运行，以排出反应堆冷却剂系统的余热。

电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故分为两个不同的阶段：短期研究和长期研究。短期研究的侧重点是分析偏离泡核沸腾热流密度的变化，长期研究的侧重点是能否确保排出堆芯余热。

根据 6.2 节的工况分类，电厂辅助设施非应急交流电源丧失事件为Ⅱ类工况（预计运行事件）。在事故分析中所应用的限制准则是：对于短期研究，DNBR 必须始终高于限值（1.24，WRB-1 公式）；长期研究必须确保导出堆芯余热。

在事故分析中，两个阶段应分别采用不同的计算假设（见表 2.2-82），以使得每阶段所采用的假设都是最保守的。

表 2.2-83 给出了电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故的事件序列。图 2.2-90～图 2.2-94 为核电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故下参数随时间的变化曲线：

表 2.2-82 电厂辅助设施非应急交流电源
丧失事故分析中所使用的主要参数的假设值

分 类	参 数	使用值
短期研究的 初始工况	功率(%FP)	100+2=102
	反应堆冷却剂压力(MPa)	15.5-0.21=15.29
	反应堆冷却剂平均温度(°C)	310.0+2.2=312.2
短期研究的 反应性系数	慢化剂密度系数($\Delta k \cdot \text{cm}^3/\text{g}$)	0
	多普勒系数	最小绝对值
	停堆裕量(pcm)	1000
	冷却剂泵低转速整定值(% 额定转速)	91.9-0.1=91.8
	整定值触发和开始落棒之间的 时间延迟(s)	0.7
长期研究	功率(%FP)	100+2=102
	反应堆冷却剂压力(MPa)	15.5+0.21=15.71
	反应堆冷却剂平均温度(°C)	310.0-2.2=307.8
	初始蒸汽流量(%名义流量)	100+2=102
	初始蒸汽发生器水装量(在 51.6%窄量程算出的)(%)	90
	稳压器水位的保守裕量(%量 程)	+5
	开始落棒之前的总延迟(s)	2.05
	紧急停堆后两台电动辅助给水 泵开始供应设计流量的时间(s)	62
	辅助给水温度(°C)	50

表 2.2-83 电厂辅助设施非应急交流电源
丧失事故的事件序列

事 件	时间 (s)
厂外电源丧失	0
RCCA 组开始下插	2.05
汽轮机停机	2.75
MDNBR (1.72) 出现	3.7
稳压器最大水容积	9.6
SG 安全阀打开	11.8
辅助给水泵开始供应设计流量	62.0
SG 最小水体积	94.0
达到 SG 零负荷水位	约 3600

(1) 短期研究。图 2.2-90~图 2.2-91 为功率密度和反应堆堆芯流量随时间的变化。

(2) 长期研究。图 2.2-92~图 2.2-94 表示下列参数随时间的变化: 反应堆功率(表示为占名义值份额)与反应堆冷却剂流量(表示为占名义值份额)比值、稳压器压力; 反应堆冷却剂平均温度。

从上述的瞬态结果可以得到如下的结论: 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事件在短期研究阶段, MDNBR 大于安全限值; 在长期研究阶段, 辅助给水系统能确保排出堆芯余热, 未从稳压器中排出水, 反应堆冷却剂系统也未超压。由此可见, 在电厂辅助设施非应急交流电源丧失事件中, 满足安全准则的要求, 反应堆的安全是有保证的。

6.6.2 主给水系统管道破裂

由假想给水系统管道破裂引起的瞬态与破口排放流量密

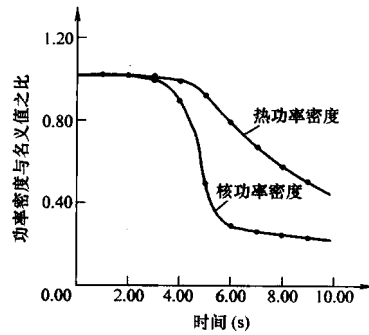


图 2.2-90 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故
下功率密度随时间的变化

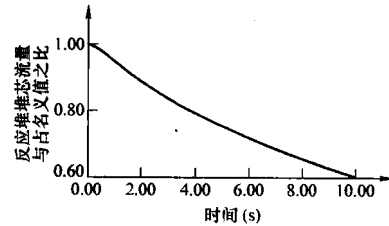


图 2.2-91 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故下
反应堆堆芯流量随时间的变化

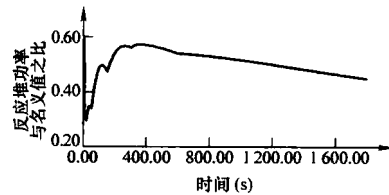


图 2.2-92 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故下
反应堆功率随时间的变化

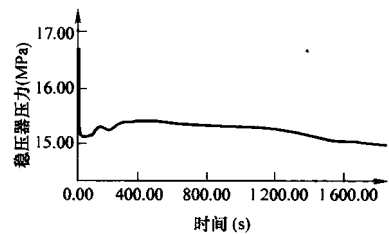


图 2.2-93 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故下
稳压器压力随时间的变化

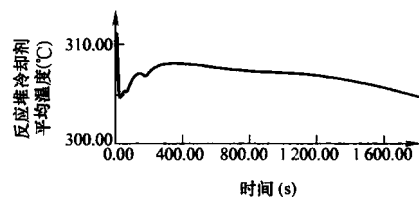


图 2.2-94 电厂辅助设施非应急交流电源丧失事故下
反应堆冷却剂平均温度随时间的变化

切相关。由于破口的尺寸和位置以及核电厂初始运行工况的不同, 破口的排放可能引起反应堆冷却剂系统降温(因为有过多的能量从破口排出), 也可能升温(因为受影响的蒸汽发生器的给水流量减少)。因此, 应对各种假想的破口尺寸和位置加以分析, 以便鉴别出对反应堆安全性影响最大的特定工况。

如果主给水管道出现的破裂大到不能向蒸汽发生器提供

充足的给水以维持蒸汽发生器二次侧水装量,这种工况定义为主给水管道破裂事故。

当破口发生在安全壳内止回阀和蒸汽发生器之间的给水管道上时,就会出现最令人担心的后果,即一台蒸汽发生器排空。当破口位于安全壳外或未失效的止回阀上游的主给水管道上时,则由于止回阀的作用,破口不会导致蒸汽发生器的排空,辅助给水流量也不会流失。这种破口对电厂的影响仅仅是蒸汽发生器的给水流量减少。

对于很小的主给水管道破口,丧失的给水流量可以由给水除氧器系统(ADG)水箱补偿,并且释放到安全壳中的能量可以被安全壳通风系统带出,不会产生紧急停堆信号。对于这种情况,一般不作分析。

给水管道大破口事故的特性是非常短暂的骤冷和降压阶段,接踵而来的就是反应堆冷却剂系统的加热和升压,对此必须进行分析。

主给水管道破裂事故发生之后,导致蒸汽发生器的主给水流量减少或中断。蒸汽发生器中的水及辅助给水系统的部分水都从破口流失,故减少了到蒸汽发生器的流量。但这些从破口排放的水比焓较低,带走的热量较少,因此,主给水管道破裂减少了二次侧从反应堆冷却剂系统带走堆芯释热的冷却能力,表现为:减少了蒸汽发生器的主给水流量,从破口排放低焓值的水未能有效地带走热量,以及辅助给水流量减小。

在这种工况下,一回路系统压力和温度上升,可能导致稳压器安全阀打开,首先排放的是蒸汽,然后排放的是水。

触发反应堆自动紧急停堆信号后,控制棒落棒,反应堆保持次临界,堆芯释出的功率减少。虽然反应堆冷却剂系统的压力和温度的上升速率由于衰变热的连续减少而降低,但是堆芯余热仍会使反应堆冷却剂系统的温度和压力继续上升。在堆芯出口可能发生饱和沸腾,稳压器可能满水。因此,为了限制反应堆冷却剂系统超压,稳压器安全阀可能动作。但是,稳压器安全阀的排放,可能使反应堆冷却剂部分丧失。

根据6.2节的工况分类,主给水管道破裂事故为Ⅳ类工况(极限事故)。事故分析中所应用的限制准则是:即使保护系统和专设安全系统发生单一故障,仍能保证堆芯和反应堆冷却剂系统的完整性。

在事故分析中,主给水管道破裂事故分为两种工况研究:

- (1) 反应堆紧急停堆后,厂外电源丧失。
- (2) 反应堆紧急停堆后,厂外电源可用。

在瞬态分析中,除使用了一般比较保守的基本假设(如6.4.2节所述)外,同时还假设:①主给水管道在一台蒸汽发生器入口和止回阀之间发生双端断裂,两台蒸汽发生器的主给水流量完全终止,主给水全部经破口流出;②最保守的破口面积,从蒸汽发生器来的回流流量不会超过通过给水环管的三通管安全端的临界流量;③不考虑安注系统运行;④对于工况(1),停堆后反应堆冷却剂泵停运,热量由自然循环导出;对于工况(2),停堆后反应堆冷却剂泵运行,热量由强迫循环导出;⑤操作员在紧急停堆后和反应堆冷却剂大容积沸腾之前,隔离通往破口的辅助给水,使得所有的辅助给水都提供给未受影响的蒸汽发生器。这些保守的假设,可以使得分析的结果偏于安全。

下面以工况(1)为例,给出事故序列和分析结果。表2.2-84给出了主给水管道破裂事故的事件序列。图2.2-95~图2.2-98表示主给水管道破裂事故的主要参数(稳压器压力、稳压器水体积、完好环路热段温度和饱和温度及事故环

路热段温度和饱和温度)随时间的变化曲线。

表 2.2-84 主给水管道破裂事故的事件序列

事 件	时间 (s)
主给水系统管道破裂(全部主给水丧失)	0
补偿蒸汽管道低压力与高蒸汽流量信号同时出现,假设该信号延迟到下一个停堆信号产生	12.1
稳压器先导式安全阀开启	12.9
事故蒸汽发生器管板裸露	13.0
反应堆冷却剂系统峰值压力	14.1
完好蒸汽发生器低水位信号和给水/蒸汽流量失配信号,同时出现——辅助给水系统启动信号——厂外电源丧失引发的紧急停堆信号	28.5
控制棒开始下插	30.5
主蒸汽管道隔离	35.5
稳压器先导式安全阀关闭	38.1
完好蒸汽发生器安全阀打开	43.5
事故蒸汽发生器完全排空	47.3
辅助给水投入	92.5
稳压器满水	155.0
操作员动作结束,反应堆冷却剂系统压力和温度下降	1830.0

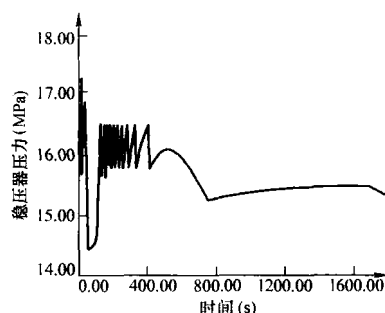


图 2.2-95 稳压器压力随时间的变化

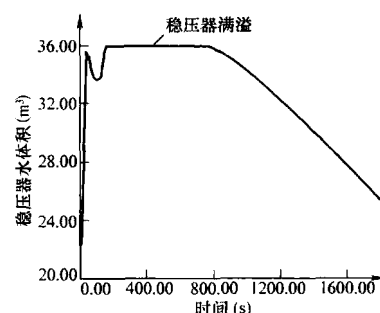


图 2.2-96 稳压器水体积随时间的变化

通过上述的分析和瞬态结果可以得到如下的结论:如果操作员能在反应堆停堆后所要求时间内完成动作,反应堆冷却剂系统不会发生整体沸腾,堆芯不会裸露,辅助给水能够充分带走堆芯余热,反应堆冷却剂系统也未超压,堆芯和反应堆冷却剂系统的完整性未受到危害,反应堆是安全的。

6.7 反应堆冷却剂系统流量减小

反应堆冷却剂流量减小的一些假想事故,将导致反应堆冷却剂系统温度和压力的升高,可能造成燃料损坏或反应堆冷却剂系统超压。通常,安全分析报告中所分析的这类瞬态

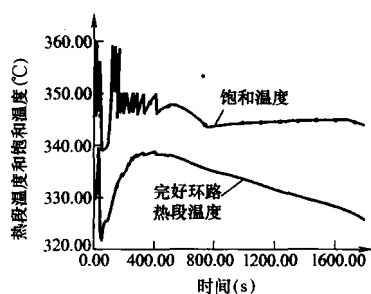


图 2.2-97 完好环路的热段温度和饱和温度随时间的变化

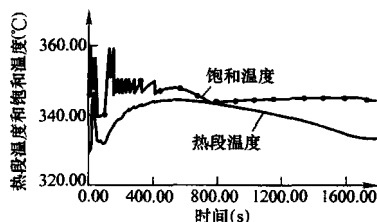


图 2.2-98 事故环路的热段温度和饱和温度随时间的变化

工况包括：①全部失流事故（反应堆冷却剂强迫流量全部丧失）；②部分失流事故（反应堆冷却剂强迫流量部分丧失）；③反应堆冷却剂泵转子卡死；④反应堆冷却剂泵轴断裂。下面仅介绍工况①和③。工况②和工况④的后果分别被工况①和③所包络。

6.7.1 全部失流事故

全部失流（反应堆冷却剂强迫流量全部丧失）事故的始发事件是由于全部冷却剂泵的电机电源同时丧失引起的。失电后，反应堆冷却剂泵事故停车，堆芯流量迅速减少，使堆芯传热恶化。如果在事故发生时，反应堆正处于功率运行状态，则会导致堆芯燃料元件的热流密度迅速上升，可能接近或达到偏离泡核沸腾热流密度（DNB）。如果没有及时停堆，则可能会导致燃料元件损坏。

这个瞬态的进程是：当反应堆冷却剂泵的电机电源频率衰减为4Hz/s时，事故停泵，堆芯流量迅速衰减，堆芯冷却剂温度迅速上升。当产生主泵的转速低—低信号后，触发反应堆紧急停堆。堆芯的流量由主泵的情转流量逐渐过渡到自然循环。

根据6.2节的工况分类，全部失流事故为Ⅲ类工况（稀有事故）。在事故分析中所应用的限制准则是： $DNBR > 1.24$ （WRB-1公式）。在事故分析中，除使用比较保守的基本假设（如6.4.2节所述）外，还假设一台泵电流断路器没有打开，以加大失流瞬态的严重性。

为表2.2-85给出了事件序列，在图2.2-99～图2.2-102中给出了环路和堆芯冷却剂流量、稳压器压力、核功率与热功率及热点处包壳温度随时间的变化。

表 2.2-85 全部失流事故的事件序列

事件	时间 (s)
频率开始衰减	0
主泵转速低—低停堆信号整定值	1.2
控制棒开始下插	1.9
MDNBR (1.63)	3.9

事故分析的结果表明：当频率以4Hz/s降低时，全部反应堆冷却剂泵进行情转，堆芯流量迅速衰减。反应堆紧急

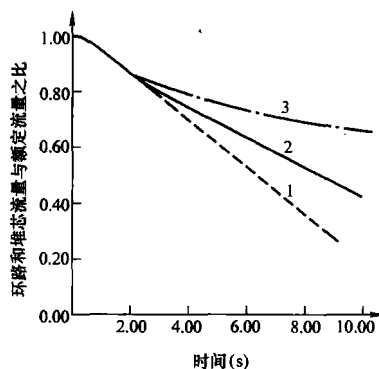


图 2.2-99 全部失流事故时环路和堆芯流量随时间的变化

1—泵电流断路器没有打开的环路的流量；
2—堆芯流量；3—泵电流断路器打开的环路的流量

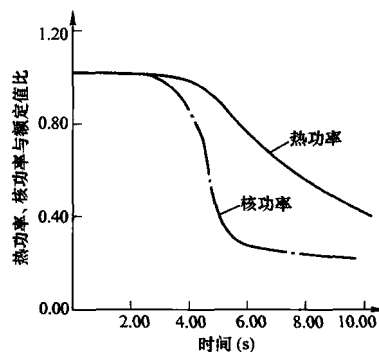


图 2.2-100 全部失流事故时热功率和核功率随时间的变化

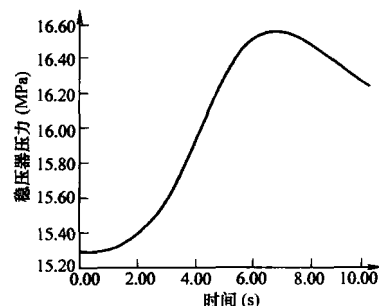


图 2.2-101 全部失流事故时稳压器压力随时间的变化

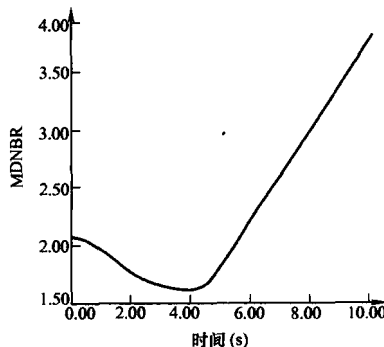


图 2.2-102 全部失流事故时 MDNBR 随时间的变化

停堆后，冷却剂流动建立起自然循环。然后，电厂可逐步过渡到正常停堆状态。事故3.9s后，最小偏离泡核沸腾热流

密度比 (MDNBR) 的值 (1.63) 仍大于安全限值 (1.24), 燃料元件的完整性没有受到危害, 反应堆是安全的。

值得一提的是, 这个事故与电厂辅助设备非应急电源丧失事故比较, 在事故的初期 (短期) 阶段, 前者的事故后果比后者要严重一些, 后期 (长期) 的情况基本相似。

6.7.2 反应堆冷却剂泵卡轴 (卡转子)

反应堆冷却剂泵卡轴是一个假想的事件。假想一台反应堆冷却剂泵的转子瞬间意外卡住, 受影响环路的反应堆冷却剂流量快速下降, 该环路产生一个冷却剂流量低停堆信号, 触发反应堆紧急停堆和汽轮机事故保护停车。

如果反应堆处于功率运行状态, 堆芯冷却剂流量的突然减小, 会使堆芯传热恶化, 导致冷却剂温度快速上升, 堆芯燃料元件的表面热流密度迅速上升, 可能会引起部分燃料棒表面发生偏离泡核沸腾 (DNB)。如果不能及时停堆, 还会引起更多的燃料损坏。

在反应堆紧急停堆后, 燃料棒中的储能会继续向冷却剂释放, 从而导致冷却剂热膨胀。与此同时, 蒸汽发生器的传热能力减小, 其原因首先是蒸汽发生器传热管内冷却剂流量的突然减小使管侧传热系数降低, 其次是蒸汽发生器壳侧温度的升高 (汽轮机停车, 汽轮机蒸汽流量降到零)。

反应堆冷却剂的快速膨胀, 加上蒸汽发生器传热减小, 导致反应堆冷却剂流入稳压器和反应堆冷却剂系统压力上升。稳压器压力上升将会触发自动喷雾系统和稳压器释放阀或安全阀打开。通常, 稳压器喷雾和释放阀在事故过程中会可靠地投入运行, 但为了保守起见, 在事故分析中不考虑稳压器喷雾和释放阀的作用。还保守地假定瞬态开始时堆芯内即发生 DNB; 假设了燃料芯块与包壳间隙传热系数随时间变化 (使用了间隙闭合模型), 以便得到最保守的燃料芯块的平均温度和表面温度; 热点因子取保守的值, 即 $F_q = 2.35$, 并在计算中考虑了锆-水反应。

根据 6.2 节的工况分类, 反应堆冷却剂泵卡轴事故为第 IV 类工况 (极限事故)。在事故分析中所应用的限制准则是: 必须保证反应堆堆芯和一回路的完整性。

在事故分析中, 堆芯冷却剂流量的衰减是根据流经每条反应堆冷却剂环路和堆芯的动量平衡来计算的。动量平衡与连续性方程、泵动量平衡方程和泵特性曲线相关。

在表 2.2-86 中给出了反应堆冷却剂泵卡轴的事件序列, 在图 2.2-103~图 2.2-107 中给出了堆芯冷却剂流量、受影响环路冷却剂流量、稳压器压力、核功率与热功率及热点处包壳温度随时间的变化。

表 2.2-86 反应堆冷却剂泵卡轴的事件序列

事 件	时间 (s)
一台反应堆冷却剂泵的泵轴卡住	0.0
达到流量低停堆定值	0.07
控制棒开始下插	1.27
包壳温度达到最大值	3.96

在该事故中, 发生偏离泡核沸腾 (DNB) 的燃料棒数量相对较少, 大约为 5.46%。热点处最大的包壳温度值远低于包壳发生脆化的安全限制温度 (对于该事故工况, 包壳温度安全限值为 1482℃), 此时包壳基本没有或很小程度上发生氧化。一回路的峰值压力仍小于安全阀的整定值 (17.2MPa)。因此, 在事故过程中堆芯的完整性和可冷却性能以及一回路的完整性不会受到危害, 满足了限值准则, 反应堆是安全的。

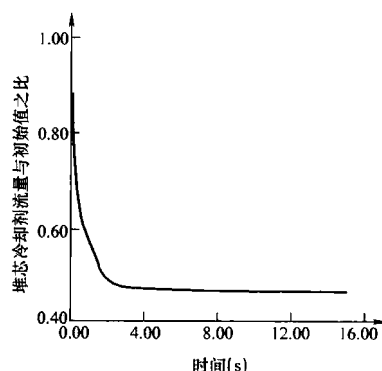


图 2.2-103 反应堆冷却剂泵卡轴时堆芯冷却剂流量随时间的变化

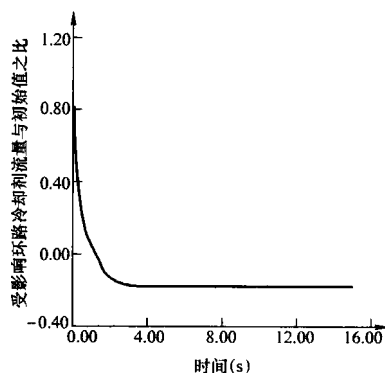


图 2.2-104 反应堆冷却剂泵卡轴时受影响环路冷却剂流量随时间的变化

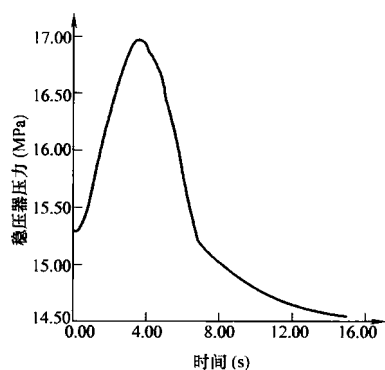


图 2.2-105 反应堆冷却剂泵卡轴时稳压器压力随时间的变化

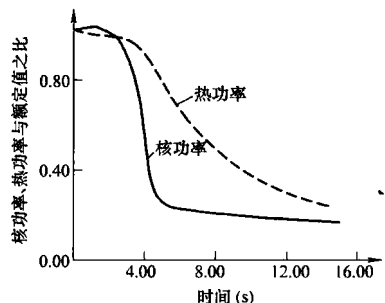


图 2.2-106 反应堆冷却剂泵卡轴时核功率和热功率随时间的变化

6.8 反应性和功率分布异常事故

在核电厂正常运行时, 对于反应堆堆芯反应性的控制有

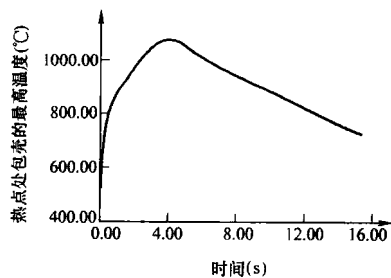


图 2.2-107 反应堆冷却剂泵卡轴时热点处包壳温度随时间的变化

两种途径：短期情况，通过控制棒组件的提升和下插来调节反应性；长期情况，通过调节反应堆冷却剂中的硼浓度来补偿燃料损失的反应性。

在事故分析中，所假设的反应性事故的始发事件通常是由于机械故障、电气故障和人因失误引起的。机械故障是由于控制棒驱动机构或该机构的耐压壳引起的，电气故障是由于控制棒驱动机构的控制系统或调节系统引起的，人因失误是由于操作员没有遵守运行规程和没有注意到发出的报警信号引起的。控制棒组件的抽出或弹出、硼浓度的变化或向反应堆冷却剂系统加入冷水都可能引入一个正反应性。控制棒组件的抽出、错列、弹出或燃料组件错装这类静态事件都可能发生功率分布异常事故。在核电厂安全分析报告的事故分析中，应选择具有包络性的后果严重的工况作详细分析。它们是：①次临界或低功率启动状态下控制棒组失控抽出；②功率运行时控制棒组失控抽出；③控制棒组件错列；④化学和容积控制系统故障导致反应堆冷却剂内硼浓度下降；⑤燃料组件装错位；⑥控制棒组件弹出事故。

下面仅以功率运行时控制棒组失控抽出、功率运行时单束控制棒组件失控抽出和弹棒事故为例作出介绍。

6.8.1 功率运行时控制棒组失控抽出

控制棒组失控抽出的始发事件是由于操作人员操作失误、反应堆调节系统故障或控制棒系统故障引起的。

在反应堆功率运行时，控制棒组因故失控抽出，将导致堆芯热流密度增加。由于在蒸汽发生器二次侧压力达到释放阀或安全阀的整定值以前，蒸汽发生器的排热滞后于堆芯功率的增加，因此反应堆一回路的冷却剂的温度和压力有一定的增加。

如果不采取手动或自动方式中止控制棒组的失控抽出，功率失配以及随之产生的反应堆冷却剂温度上升最终将导致偏离泡核沸腾发生。为了避免燃料包壳损坏，反应堆保护系统应在 MDNBR 值低于限值之前终止该事故瞬态。

根据 6.2 节的工况分类，功率运行时控制棒组失控抽出事件为 II 类工况（预计运行事件）。在事故分析中所应用的限制准则是：MDNBR > 1.23（WRB-1 公式）。

为了覆盖整个堆芯寿期内可能出现的工况，在这个事故分析中初始功率分别选取了 100%FP、60%FP 和 10%FP，反应性反馈选取了最小反应性反馈（假定慢化剂密度系数为零，多普勒系数为最小绝对值）和最大反应性反馈（慢化剂密度系数为最大值，多普勒系数为最大绝对值），反应性引入速率选取了最小反应性引入速率和最大反应性引入速率（<20pcm/s），对它们的组合工况进行分析计算。

在事故分析中，除使用比较保守的基本假设（如 6.4.2 节所述）外，还假设在瞬态期间稳压器喷雾和释放阀运行，以得到更保守的结果。

图 2.2-108~图 2.2-111 给出了功率运行时控制棒组失

控抽出事故在初始功率为满功率、具有最大反馈效应和反应性引入速率为 7.6pcm/s 的工况下，核功率和热流密度、一回路的冷却剂平均温度、稳压器压力及 MDNBR 随时间的变化。

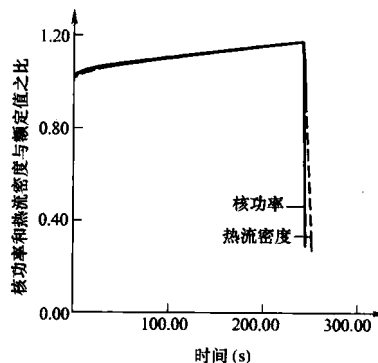


图 2.2-108 核功率和热流密度随时间的变化

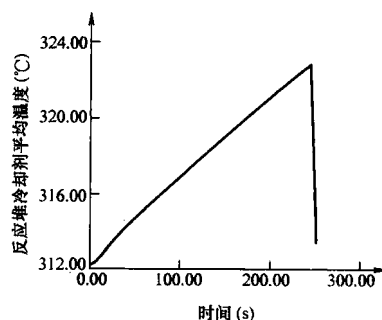


图 2.2-109 反应堆冷却剂平均温度随时间的变化

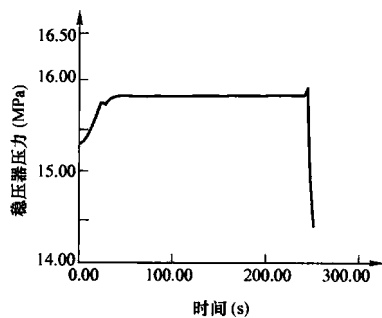


图 2.2-110 稳压器压力随时间的变化

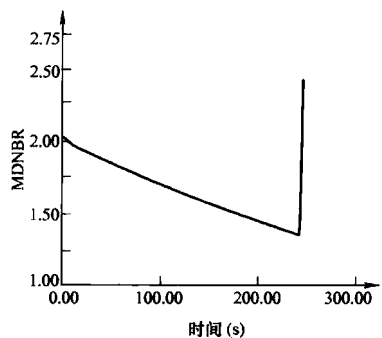


图 2.2-111 MDNBR 随时间的变化

图 2.2-112 给出了功率运行时控制棒组失控抽出事故在满功率运行时具有最小和最大反应性反馈两种情况下 MDNBR 值随反应性引入速率变化的曲线。从图中可以看出，中子注量率高和超温 ΔT 这两个紧急停堆通道为所有反应性引入速率提供了保护，MDNBR 值始终大于安全限值。

图 2.2-113 和图 2.2-114 分别给出了功率运行时控制棒

组失控抽出事故在 60%FP 和 10%FP 下开始的控制棒组失控抽出事故的 MDNBR 值随反应性引入速率的变化。其结果与 100%FP 的情况相似,只是超温 ΔT 紧急停堆的有效范围扩大。在这两种情况下,MDNBR 都不会低于安全限值。

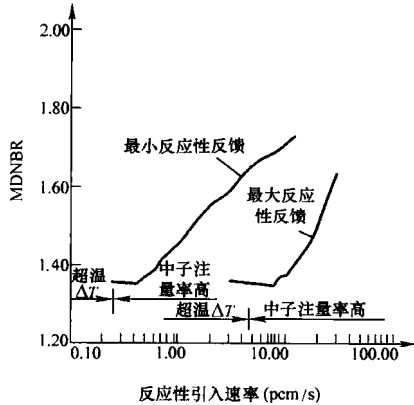


图 2.2-112 在满功率工况下 MDNBR 随反应性引入速率的变化

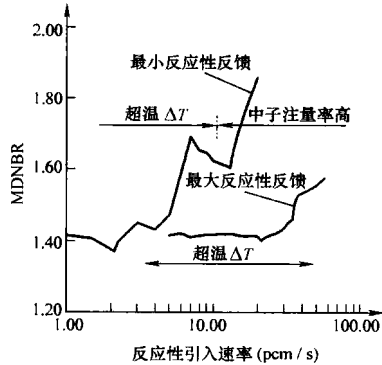


图 2.2-113 在 60%FP 工况下, MDNBR 随反应性引入速率的变化

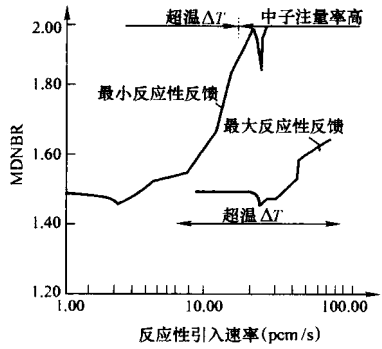


图 2.2-114 在 10%FP 工况下, MDNBR 随反应性引入速率的变化

上述分析表明:在功率运行工况下,发生控制棒组失控抽出事故,初始功率 100%FP~10%FP、反应性反馈选取最大值和最小值以及引入不同的反应性速率,MDNBR 始终大于安全限值,燃料元件的完整性没有受到危害,反应堆是安全的。

6.8.2 功率运行时单个控制棒组件抽出

功率运行时单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故的始发事件是由于机械故障、电气故障和人因失误引起的。在反应堆功率运行时,发生单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故的概率是极小的。因为无论是反应堆处在手动控制模式运行还是自动控制模式运行,只有当控制棒组件位置指示器发生故

障、同时发生多个独立的电气或机械故障,且操作员无视调棒规程以及操作员对相应的报警信号认识错误时,才会发生单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故。

在反应堆功率运行的工况下,发生单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故,首先,给反应堆堆芯引入一个正的反应性,导致堆芯功率上升。其次,在控制棒组件 (RCCA) 抽出位置周围的燃料组件中产生了过大的局部功率峰值。这样,单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故,会导致反应堆的功率、温度和热通道因子的上升,甚至可能发生偏离泡核沸腾 (DNB)。

根据 6.2 节的工况分类,在功率运行工况下单个控制棒组件抽出事故为第Ⅲ类工况 (稀有事故)。在事故分析中所应用的限制准则是:可能引起少数燃料元件的有限损坏,保持堆芯的几何形状,仍然能够正常冷却。

在事故分析中,除使用比较保守的基本假设 (如 6.4.2 节所述) 外,还假设在瞬态期间不考虑蒸汽发生器释放阀动作,但考虑稳压器喷雾和释放阀运行,以得到更保守的结果。为了使分析中考虑的反馈效应覆盖整个堆芯寿期,通常选取了最小反应性反馈 (慢化剂密度系数为零,多普勒功率系数为其最小绝对值) 和最大反应性反馈 (慢化剂温度系数和多普勒温度系数为其最大绝对值) 两种工况进行分析。

在事故分析中,首先应进行核物理计算分析,计算得到抽出的控制棒组件的价值以及径向和轴向功率分布。其次,应进行瞬态分析,计算得到反应堆堆芯的核功率、热流密度、冷却剂温度和压力的变化,同时应考虑由于 RCCA 抽出引起的功率不对称分布,算出每一条环路的功率份额,模拟每一条环路的温度变化情况,并用上述计算得到的参数 (功率、热流密度、压力和温度) 分析偏离泡核沸腾比 (DNBR) 的分布,用这个分布确定燃料棒发生偏离泡核沸腾 (DNB) 的份额。最后,应进行热点分析,计算燃料中心和包壳内表面达到的最高温度是否超过安全限值,以检验燃料棒的完整性。

下面分两种工况给出分析结果。

(1) 最小反应性反馈效应工况下的瞬态特性。表 2.2-87 给出了功率运行时单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故的事件序列,表 2.2-88 给出了功率运行时单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故的主要计算结果,其中包括发生 DNB 的燃料棒份额。图 2.2-115~图 2.2-117 给出功率运行时单个控制棒组件 (RCCA) 抽出事故工况下核功率和热流密度、稳压器压力及反应堆冷却剂平均温度 (受影响环路) 随时间的变化。

表 2.2-87 功率运行时单组控制棒组件抽出事故的事件序列

事 件	时间 (s)
控制棒开始失控抽出	0.0
达到中子注量率高紧急停堆	51.4
达到最小 DNB	52.4
达到峰值包壳温度	54.2
达到峰值燃料中心温度	54.7

表 2.2-88 功率运行时单组控制棒组件抽出事故的主要计算结果

参 数	计算结果
总反应性引入 (pcm)	117
最高芯块中心温度 (°C)	2404
最高包壳温度 (°C)	1007
发生 DNB 的燃料棒份额 (%)	0.38
最大 $F_{\Delta H}$	1.70

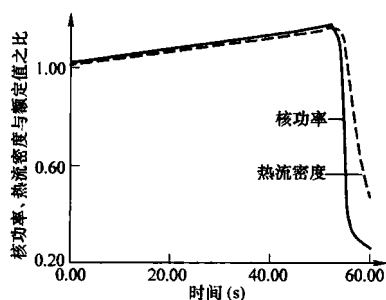


图 2.2-115 核功率和热流密度随时间的变化

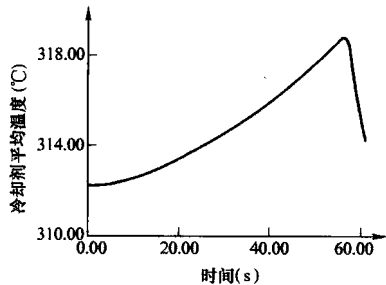


图 2.2-116 冷却剂平均温度随时间的变化

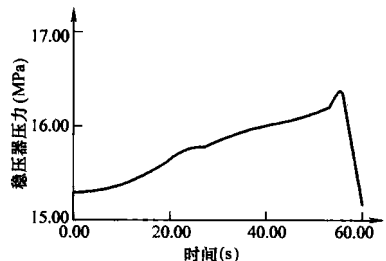


图 2.2-117 稳压器压力随时间的变化

上述结果表明，在最小反应性反馈效应工况下，即使发生了这个事故，燃料元件发生偏离泡核沸腾（DNB）的份额也是非常小的（仅仅为 0.38%），热点处包壳最高温度仍低于脆性温度（1482℃），燃料元件最高中心温度也低于燃料溶化温度。在反应堆紧急停堆之后，可以依据正常的运行规程将反应堆带到安全停堆状态。

(2) 在最大反应性反馈效应工况下的瞬态特性。单个控制棒组件（RCCA）抽出后温度的上升限制了核功率增加。反应堆稳定在与初始工况相似的热流密度、冷却剂温度和压力值下。其热工水力状况比最小反应性反馈效应时有利得多，最小偏离泡核沸热流密度比（MDNBR）总是在安全限值之上。

上述分析表明，在功率运行工况下发生单个控制棒组件（RCCA）失控抽出的概率是极低的。即使发生了这种事故，在所有的工况下，均能满足安全准则的要求。

6.8.3 单个控制棒组件弹出

单个控制棒组件弹出事故（弹棒事故）是一个假想的反应性事故，它的始发事件是由于控制棒驱动机构耐压壳机械损坏，控制棒组件和驱动轴被弹出堆外。

控制棒驱动机构耐压壳发生机械损坏后，在巨大的反应堆内外压力差的作用下，控制棒组件和驱动轴被瞬间弹出堆外，这样就给堆芯引入了一个阶跃的正反应性，导致反应堆的核功率的迅速上升，并使反应堆堆芯的功率分布发生严重的畸变，这可能引起少数燃料元件损坏。

根据 6.2 节的工况分类，在功率运行工况下单个控制棒组件弹出事故为第Ⅳ类工况（极限事故）。由于发生控制棒

组件弹出事故的概率极低，可以认为少量燃料棒发生破损的后果是可接受的。为了确保燃料不可能扩散到冷却剂中以及几乎不可能出现栅格总体变形或严重的冲击波，采用如下保守的限制准则：①对于新燃料，热点处燃料块平均熔应低于 942J/g，对于受辐照的燃料，应低于 837J/g；②即使燃料芯块的熔低于上面的限制值，热点处燃料芯块熔化的份额也应低于 10%；③热点处包壳的平均温度应低于包壳可能发生脆化的温度（温度限制值为 1482℃，此时几乎没有或有很少的包壳氧化）；④反应堆冷却剂系统的最大压力不得超过设计压力的 110%。

在反应堆的设计中，为了避免弹棒事故的发生和缓解其事故后果，采取了许多措施，例如，每一个控制棒驱动机构的耐压壳都是在工厂完成装配，并单独进行了水压试验（28MPa）；驱动机构耐压壳与反应堆压力容器上封头的顶部接头连接后，必须进行整体水压试验（22.8MPa）；夹持机构外壳和控制棒行程罩都经过了制造商一系列严格的探伤检查，与压力容器顶盖连接时，既采用螺钉固定，又采用密封焊进一步加固。此外，在堆芯核设计中，对于控制棒的位置和分组做周密的分析和优化，尽量减小单个控制棒组件的反应性，以减轻弹棒事故的严重性。在控制室对所有控制棒的棒位都进行显示、报警和监控。

弹棒事故的分析范围应包括：反应堆初始功率从零功率到满功率；反应堆寿期为初期、中期和末期。从上述参数的各种匹配方案中筛选出最不利的工况，对它们进行详细的分析。

弹棒事故分析应重点研究如下 3 个问题：①弹棒的反应性价值、热点因子、径向和轴向功率分布以及反应堆堆芯功率变化；②热点处燃料芯块和包壳的温度变化；③反应堆冷却剂系统的压力变化。

在弹棒事故分析的基本假设中应注意如下几个方面：①计算弹棒反应性价值时，保守地假设不考虑反馈效应；②以弹棒反应性价值和无反馈效应的假设为基础，确定功率分布，并认为在整个瞬变期间都保持不变；③对于每一种初始工况，应选择合适的氙分布，使得弹棒反应性价值和峰值因子都达到最大值；④假设燃料密实化达到最大，并考虑它对参数（芯块一包壳间隙、平均线功率密度和热点因子）的影响；⑤保守地假设事故开始时出现偏离泡核沸腾（DNB），应用膜态传热关系式进行传热计算；⑥在瞬态计算中，保守地假设不考虑控制棒驱动机构的耐压壳破损引起的压力下降；⑦考虑芯块与包壳间隙传热系数随时间的变化。

表 2.2-89 和表 2.2-90 给出了弹棒事故工况下的事件序列和主要计算结果；图 2.2-118～图 2.2-123 中给出了在初始功率为热态零功率和满功率工况下，主要瞬态参数核功率、热点处燃料芯块中心温度、芯块平均温度和包壳内表面温度及反应堆冷却剂系统压力随时间的变化。

表 2.2-89 控制棒组件弹出事故事件序列

弹棒工况	事 件	时间 (s)
寿期末 热态零功率	控制棒开始弹出	0.0
	达到功率量程中子注量率高整定值	0.15
	达到核功率峰值	0.20
	控制棒开始掉棒	0.95
	达到热流密度峰值	1.04
	达到包壳温度峰值	1.04
	达到芯块中心温度峰值	2.28

续表		
弹棒工况	事 件	时间 (s)
寿期末 满功率	控制棒开始弹出	0.0
	达到功率量程中子注量率高整定值	0.05
	达到核功率峰值	0.12
	控制棒开始掉棒	0.85
	达到芯块中心温度峰值	1.89
	达到热流密度峰值	2.16
	达到包壳温度峰值	2.18

表 2.2-90 控制棒组件弹出事故主要计算结果

分析的工况	寿期末	
初始功率(%FP)	0	102
最大的芯块平均比焓(kJ/kg)	701	438
最高包壳温度(℃)	1388	865
最高芯块中心温度(℃)	2560	1976
最高芯块平均温度(℃)	2130	1424
芯块发生熔化的份额(%)	0	0
反应堆冷却剂系统压力峰值(MPa)	17.15	16.52

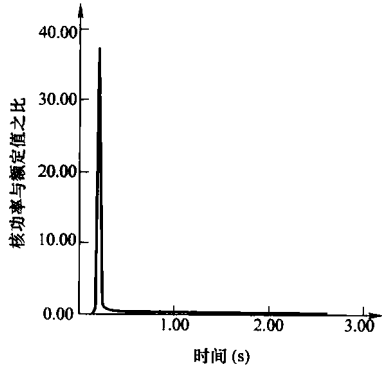


图 2.2-118 在热态零功率工况下核功率随时间的变化曲线

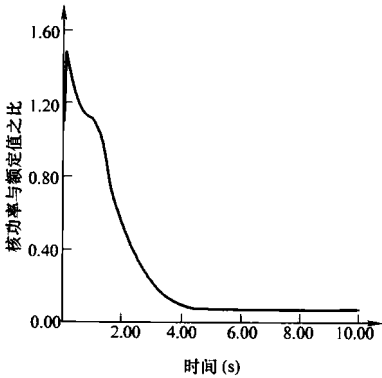


图 2.2-119 在满功率工况下核功率随时间的变化曲线

从表 2.2-90 和图 2.2-118~图 2.2-123 中可以看到，在弹棒事故两种最保守的工况下，在热点处，最大的燃料芯块平均焓值低于限值准则值，最大的包壳温度低于限值准则值，最大的燃料芯块中心温度低于燃料的熔化温度；反应堆冷却剂系统压力仍低于安全阀开启压力整定值。由此可见，燃料和反应堆冷却剂系统未遭受到任何危害，反应堆是安全的。

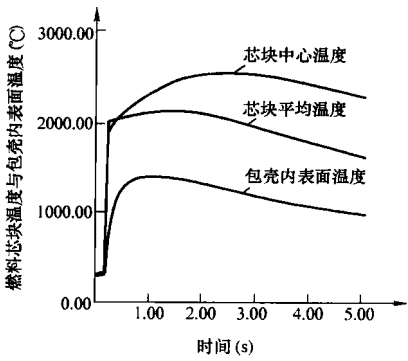


图 2.2-120 在热态零功率工况下热点处芯块中心温度、芯块平均温度和包壳内表面温度随时间的变化曲线

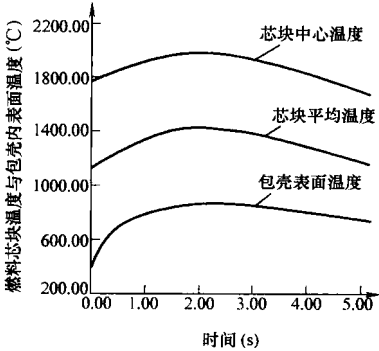


图 2.2-121 在满功率工况下热点处芯块中心温度、芯块平均温度和包壳内表面温度随时间的变化曲线

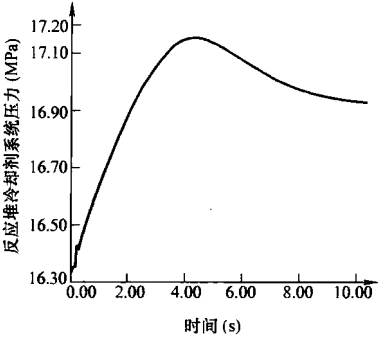


图 2.2-122 在热态零功率工况下反应堆冷却剂系统压力随时间的变化曲线

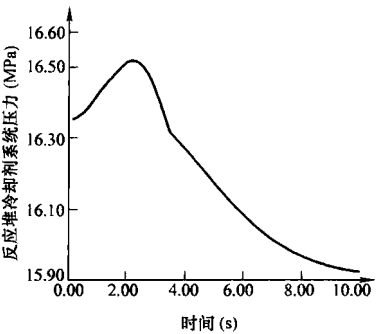


图 2.2-123 在满功率工况下反应堆冷却剂系统压力随时间的变化曲线

6.9 反应堆冷却剂装量增加

反应堆冷却剂装量增加的始发事件是由多种以中等频率发生的设备故障、操作员差错和异常事件引起的。随着冷却

剂的硼浓度和温度的不同,随着自动控制系统响应的不同,其结果有两种可能,第一种可能是引起反应堆功率水平增加,并导致燃料元件损坏或反应堆冷却剂系统超压;第二种可能是引起反应堆功率水平下降和反应堆冷却剂系统卸压。在安全分析报告中通常考虑的事故工况是:①功率运行期间安全注射系统误动作;②化学和容积控制系统故障导致反应堆冷却剂装量增加。由于工况②的后果可被工况①所包络,所以下面仅介绍工况①。

功率运行期间安全注射系统误动作的始发事件是由于操作人员误操作、安全注射泵意外启动或者任一通道发出的触发安全注射系统启动的假信号(诸如:“安全壳压力高 Hi2”信号、“稳压器压力低—低”信号、“蒸汽发生器压力低—低”信号、“蒸汽管道流量高”信号和“同一蒸汽管道压力低”信号符合等)所引起的。

发生功率运行期间安全注射系统误动作的工况可分为两种情况:其一,当一个意外的安全注射信号触发了安全注射系统启动时,同时也引发反应堆紧急停堆,在这个瞬态中,反应堆堆芯不会遭到损坏,反应堆的安全是有保证的;其二,如果安全注射泵在没有发出安全注射信号的情况下启动(操作人员误操作或安全注射泵意外启动),则反应堆紧急停堆将会延迟一些时间(将由“稳压器压力低”或“手动”触发停堆),反应堆紧急停堆前瞬态的初始阶段实质上是反应堆冷却剂降温瞬态。

当安全注射泵意外启动后,两台高压安全注射(HH-SI)泵开始通过每条环路的冷段注入管线及压力容器注入管线,将浓硼水注入反应堆堆芯,相当于给堆芯引入一个负反应性,导致核功率的下降,反应堆冷却剂系统的温度和压力下降,稳压器的压力和水位也随之下降。当稳压器压力下降达到稳压器压力低停堆整定值时,触发反应堆紧急停堆,同时汽轮机停机。

根据6.2节的工况分类,功率运行期间安全注射系统误动作作为Ⅱ类工况(预计运行事件)。在事故分析中所应用的限制准则是:MDNBR>1.23(WRB-1公式)。

表2.2-91给出了该工况的事件序列;图2.2-124~图2.2-128给出了该工况下核功率、反应堆冷却剂系统平均温度、稳压器压力、稳压器和波动管水容积及MDNBR随时间的变化。

表 2.2-91 安全注射系统误动作事件序列

事 件	时间 (s)
启动 2 台 HH-SI 泵	0
汽轮机节流阀全开	26.5
达到稳压器压力低阈值,触发反应堆紧急停堆	109.1
控制棒开始下落	110.1
汽轮机跳闸	110.1
达到最低稳压器压力 (12.81MPa)	120
达到最低反应堆冷却剂平均温度 (277.93℃)	129

上述结果表明,安全注射系统在没有发出安全注射信号的情况下启动,稳压器达到反应堆低压保护停堆整定值时,触发反应堆紧急停堆,反应堆冷却剂系统平均温度在129秒时达到最小值,最小偏离泡核沸腾比(MDNBR)始终大于初始值,满足限值准则,燃料和反应堆冷却剂系统的完整性没有受到危害,反应堆的安全有保证。

6.10 反应堆冷却剂装量减少

反应堆冷却剂装量减少的始发事件是由于一回路一根管

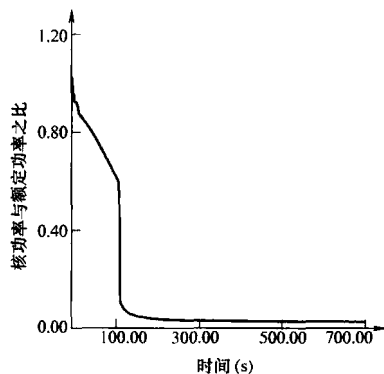


图 2.2-124 核功率随时间的变化

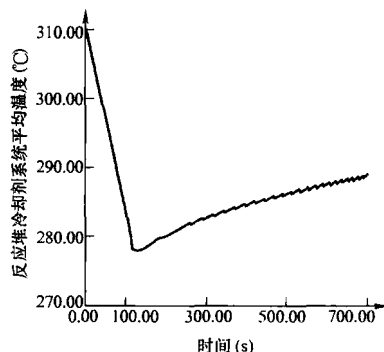


图 2.2-125 反应堆冷却剂系统平均温度随时间的变化

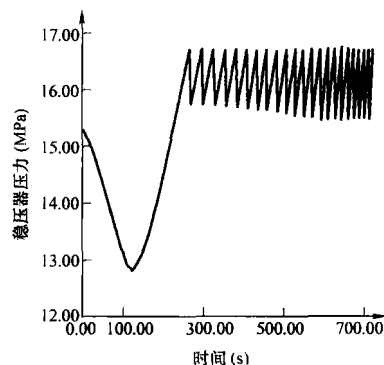


图 2.2-126 稳压器压力随时间的变化

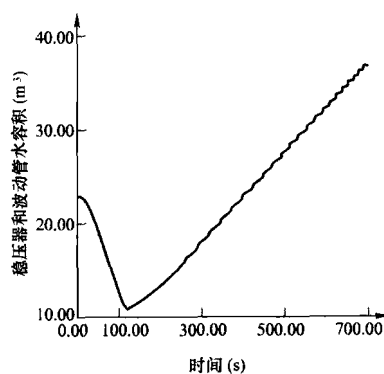


图 2.2-127 稳压器和波动管水容积随时间的变化

道或辅助系统的管道(RCV, RRA)破裂,或是这些系统上的一台阀门意外打开(或不能关闭),或是泵的轴封及阀杆泄漏引起的。其结果是导致反应堆冷却剂丧失,即通常所说的失水事故(LOCA)。在核电厂安全分析报告中,通常考虑分析的事故工况是:①稳压器安全阀误打开;②安全壳外含有一次冷却剂的小管道破口;③蒸汽发生器传热管破

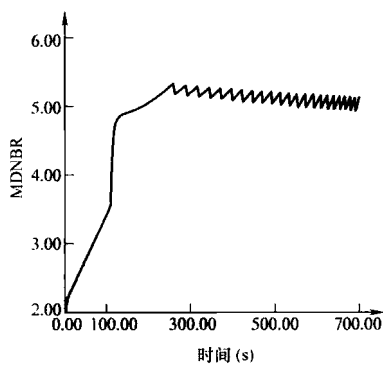


图 2.2-128 MDNBR 随时间的变化

裂；④蒸汽发生器传热管破裂加一个蒸汽发生器释放阀卡开事故；⑤反应堆压力边界内各种各样假想管道破裂引起的水事故。以下重点介绍工况③、④和⑤。

6.10.1 蒸汽发生器传热管破裂

蒸汽发生器传热管破裂事故的始发事件是由于蒸汽发生器传热管承受的机械应力和热应力，一、二回路水的腐蚀，传热管微振造成的破损以及紧缩效应等引起的蒸汽发生器传热管破损或传热管出现裂纹导致连续的泄漏，并因此导致第二道屏障失去完整性，使得二回路水受到放射性污染。而且，被污染的蒸汽通过蒸汽旁路系统排放到凝汽器或大气，造成第三道屏障失效。

在蒸汽发生器传热管破裂事故分析时，通常只假设一根蒸汽发生器传热管完全断裂的工况，认为对这类事故具有包容性。由于使用的传热管管材 Inconel 690 是高韧性材料，蒸汽发生器传热管完全断裂是保守的假设。传热管破损较可能的模式是原来未检查出的较小裂缝中有一个出现泄漏。此外，因为考虑到在设计中已采取了相应的机械措施（防止给水带来异物撞击传热管和七块 U 型管隔板等），发生多根传热管同时破裂的概率极小。

在功率运行工况下，发生蒸汽发生器传热管破裂事故时，反应堆冷却剂被裂变产物污染的程度相当于有限数量燃料棒破损下连续运行的情况。由于事故发生后，使具有放射性的冷却剂从一回路系统向二回路系统泄漏，导致二回路系统的压力、水位和放射性的增加。反应堆冷却剂连续流失，稳压器压力下降，反应堆自动紧急停堆，导致汽轮机自动停机。如果在发生该事故的同时又失去厂外电源或凝汽器蒸汽排放系统失效，则放射性物质将通过大气排放阀或安全阀向大气排放，污染环境。如果事故处理不及时，可能会使蒸汽发生器和蒸汽管道充满水，这时通过大气排放阀的液体排放的放射性比蒸汽排放的放射性大得多，危害更大。此外，蒸汽发生器的安全阀排放液体可能会使它们卡在开启的位置上，造成后果更严重的事故。

破口尺寸仅限于一根传热管完全断裂的尺寸时，从一回路由二回路的泄漏流量较小，蒸汽发生器水位上升较慢，因此操纵员有较多的时间诊断事故和采取措施隔离破损的蒸汽发生器。

应该指出，对于这个事故，操作员的干预是非常必要的。虽然反应堆保护系统可以使反应堆自动紧急停堆，保护堆芯的安全。但是，不足以限制放射性的排放，必须由操作员手动完成，以限制这些后果。

根据 6.2 节的工况分类，蒸汽发生器传热管破裂事故为Ⅲ类工况（稀有事故）。其限制准则是：在厂区边界上事故后两小时记录到的放射性物质的释放量，不得大于国家环保局 1986 年发布的《核电厂环境辐射防护规定》（即，GB

6249—1986）规定的剂量当量（个人有效剂量当量小于或等于 0.1Sv，甲状腺剂量当量小于或等于 1.0Sv）。

在蒸汽发生器传热管破裂事故分析中，为了确定需要研究的极限情况（造成放射性后果最大的情况，即在瞬态期间从破损蒸汽发生器向大气释放的放射性物质最多），对于整个功率范围（从零负荷工况到满功率）分析了蒸汽发生器传热管破裂的后果。采用了两种工况：初始功率等于 102% 额定功率（A 工况）和初始功率等于 5% 额定功率（B 工况）。分析结果表明，对于 A 工况，该瞬态不会导致蒸汽发生器满溢；对于 B 工况，破损蒸汽发生器和蒸汽管道满溢，水排放到环境。B 工况的质量释放量比 A 工况大，并且液体排放比蒸汽排放携带更多的放射性活度，其放射性后果更加恶劣。因此，在放射性后果分析中仅对 B 工况进行分析。

在事故分析中，一般使用比较保守的基本假设（如 6.4.2 节所述），以便得到的分析结果偏于安全。此外，假设蒸汽发生器一根传热管双端剪切断裂，且破损管两端无阻碍的喷放；假定凝汽器不能用，所有蒸汽发生器的蒸汽都通过大气释放阀排放到大气；假定安全注射信号发出后 10 分钟内操纵员不动作，此后操纵员识别出该事故（利用规程导则）并终止破损蒸汽发生器的泄漏。

表 2.2-92 和表 2.2-93 分别给出蒸汽发生器传热管破裂事故在 A 工况和 B 工况下的事件序列。图 2.2-129~图 2.2-136 给出了蒸汽发生器传热管破裂事故在初始功率为 5% FP（B 工况）下蒸汽发生器一、二次侧压力、安全注射流量和上充流量、破口流量、稳压器水位、破损蒸汽发生器释放阀的流量、蒸汽发生器给水流量、蒸汽发生器水质量及反应堆冷却剂系统丧失水的质量随时间的变化。

表 2.2-92 蒸汽发生器传热管破裂事件序列
(A 工况)

事 件	时间 (s)
传热管开始破裂	0
稳压器压力低信号导致紧急停堆和汽轮机跳闸	1119.6
稳压器压力低—低信号导致 SI 注射泵（2 列）启动	1150.4
操纵员参照 A3 规程进行干预： — 列 SI 注射泵停止； — CP 开始卸压和冷却（56℃/h） — 第二列 SI 注射泵停止	1751 2235
瞬态结束（破损蒸汽发生器一次侧与二次侧压力达到平衡）	2784

表 2.2-93 蒸汽发生器传热管破裂事件序列
(B 工况)

事 件	时间 (s)
传热管开始破裂	0
破损蒸汽发生器达到高—高水位导致给水泵惰转和汽轮机跳闸	423
完好蒸汽发生器达到低—低水位时，汽动和电动辅助给水泵启动（50kg/s）	792
稳压器压力低—低信号导致 SI 注射泵（2 列）启动及反应堆紧急停堆	915.3
操纵员参照 A3 规程进行干预：— 列 SI 注射泵停止；CP 开始卸压和冷却（56℃/h）	1517
破损蒸汽发生器完全充满水	1632
第二列 SI 注射泵停止	1946
瞬态结束（破损蒸汽发生器一次侧与二次侧压力达到平衡）	2269

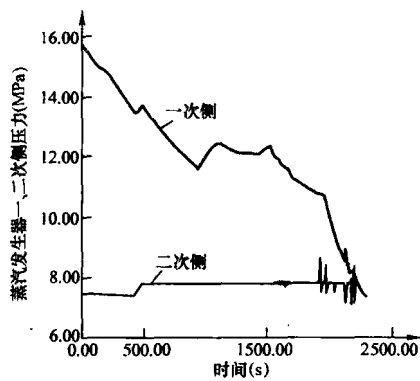


图 2.2-129 蒸汽发生器一、二次侧压力随时间的变化 (B 工况)

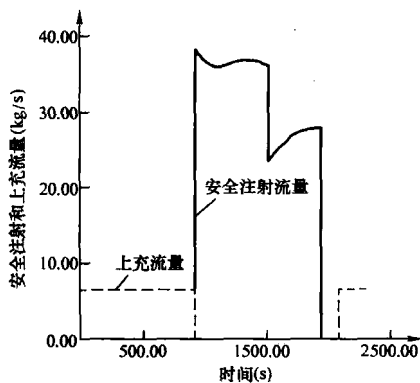


图 2.2-130 安全注射和上充流量随时间的变化 (B 工况)

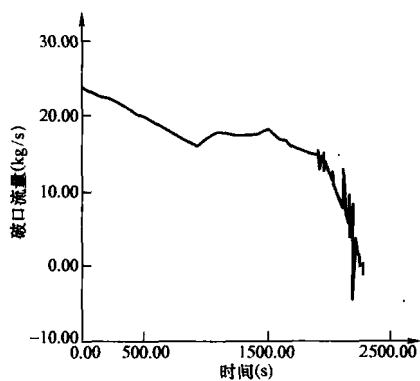


图 2.2-131 破口流量随时间的变化 (B 工况)

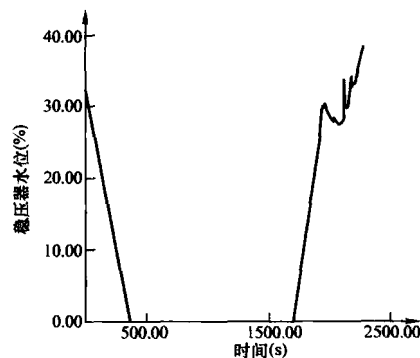


图 2.2-132 稳压器水位随时间的变化 (B 工况)

上述分析表明，发生蒸汽发生器传热管破裂事故后，在电动辅助给水泵和汽动辅助给水泵都启动的情况下，对于 A 工况，在瞬态期间不会导致蒸汽发生器满溢；而对于 B 工

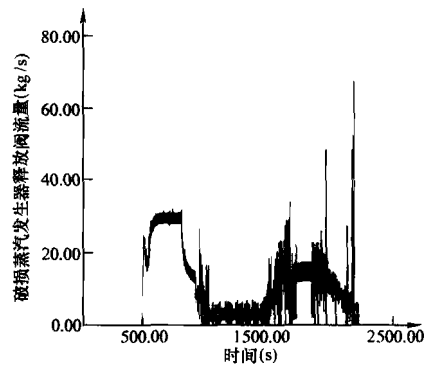


图 2.2-133 破损蒸汽发生器释放阀流量随时间的变化 (B 工况)

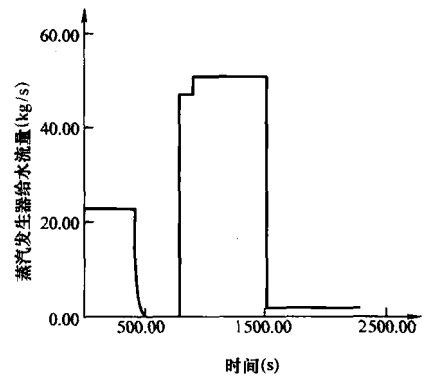


图 2.2-134 蒸汽发生器给水流量随时间的变化 (B 工况)

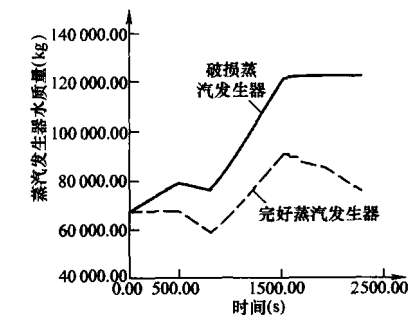


图 2.2-135 蒸汽发生器水质量随时间的变化 (B 工况)

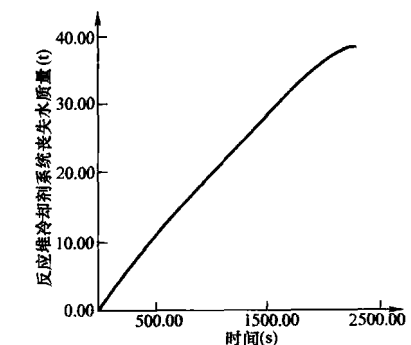


图 2.2-136 反应堆冷却剂系统丧失水质量随时间的变化 (B 工况)

况，破损蒸汽发生器和蒸汽管道满溢，水排放到环境。

依据事故分析的结果，B 工况将使得破损蒸汽发生器满溢，从而导致放射性以水释放的形式释放至环境中，这种形式的释放对环境的影响最为严重。因此，只考虑 B 工况

源项（见表 2.2-94）。在事故 2270s 后，破损蒸汽发生器两侧的压力平衡，破损蒸汽发生器被隔离，不再有蒸汽释放。

表 2.2-94 蒸汽发生器传热管破裂事故的
累计放射性环境释放量

核素	累积释放量 (GBq)		
	0.5h	2h	8h
^{83m}Kr	1.69E+03	1.70E+03	1.70E+03
^{85}Kr	1.42E+01	1.43E+01	1.44E+01
^{87}Kr	2.62E+03	2.63E+03	2.63E+03
^{88}Kr	4.57E+03	4.58E+03	4.60E+03
^{133}Xe	1.65E+04	1.65E+04	1.67E+04
^{135}Xe	7.81E+03	7.83E+03	7.89E+03
^{138}Xe	3.06E+03	3.06E+03	3.06E+03
^{131}I	4.63E+02	1.27E+03	1.28E+03
^{132}I	1.35E+02	3.61E+02	3.62E+02
^{133}I	3.16E+02	4.73E+02	4.74E+02
^{134}I	2.03E+01	5.18E+01	5.18E+01
^{135}I	4.97E+02	1.35E+02	1.36E+02

放射性后果分析表明，在厂区边界上事故后 0~8h 记录到的放射性物质的释放量，个人有效剂量当量为 $1.55\text{E}-03\text{Sv}$ ，甲状腺剂量当量为 $2.97\text{E}-02\text{Sv}$ ，它们均低于 GB 6249—1986 中规定的剂量当量限值。

6.10.2 蒸汽发生器传热管破裂加一台蒸汽发生器释放阀卡开事故

蒸汽发生器传热管破损事故的始发事件、瞬态过程和事故后果在 6.10.1 节都作了描述。本节所述事故是蒸汽发生器传热管破裂事件叠加一台蒸汽发生器释放阀卡开事件所造成的事故，这个事故的后果比蒸汽发生器传热管破裂更严重。

根据 6.2 节的工况分类，蒸汽发生器传热管破裂加一台蒸汽发生器释放阀卡开事故为 IV 类工况（极限事故）。限制准则是：在厂区边界上事故后两小时记录到的放射性物质的释放量，不得大于国家环保局 1986 发布的 GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》中规定的剂量当量（个人有效剂量当量小于或等于 0.1Sv ，甲状腺剂量当量小于或等于 1.0Sv ）。

为了保守起见，在事故分析中，除使用比较保守的基本假设（如 6.4.2 节所述）外，还假设：①在事故一开始，直至蒸汽发生器一次侧到二次侧破口流量为零之前，破损的蒸汽发生器始终充满水；②蒸汽发生器一根传热管两端剪切断裂，且破损管两端无阻碍地喷放；③蒸汽大气排放阀故障不能开启；④破损蒸汽发生器只有一台释放阀能够打开，且一旦水流过释放阀，该释放阀就一直被卡开在最大开度；⑤安全注射流量相当于两台高压安全注射泵和两台低压安全注射泵运行的流量；⑥安全注射信号发出 15 分钟后操纵员进行干预。这些假设使释放阀向大气排放的流体的质量加大，放射性释放量加大，所以使这个事故放射性最大化。

表 2.2-95 给出蒸汽发生器传热管破裂加一台蒸汽发生器释放阀卡开事故工况下的事件序列。图 2.2-137~图 2.2-139 分别给出了蒸汽发生器传热管破裂叠加一台蒸汽发生器释放阀卡开事故工况下蒸汽发生器一、二次侧压力、从一次侧泄流到二次侧的破口流量及反应堆冷却剂温度随时间的变化。

表 2.2-95 蒸汽发生器传热管破裂加释放阀卡开事件序列

事件	时间 (s)
传热管开始破裂	0
稳压器压力低信号触发紧急停堆和汽轮机跳闸	1031.4
稳压器压力低—低信号触发 SI 注射泵（2 列）启动	1048.3
破损蒸汽发生器满溢，释放阀卡开	1936.9
操纵员参照 A3 规程进行干预：—列 SI 注射泵停止；RCP 开始卸压和冷却 ($56^\circ\text{C}/\text{h}$)	1948.3
第二列 SI 注射泵第一次停止运行	2145.5
低压安注泵投入运行	5105.4
余热排出系统投入运行	6297.2
瞬态结束（破损蒸汽发生器一、二次侧和大气压力达到平衡）	9750.0

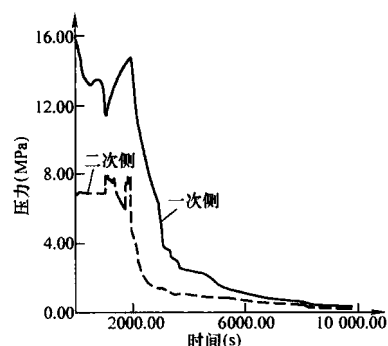


图 2.2-137 蒸汽发生器一、二次侧压力随时间的变化

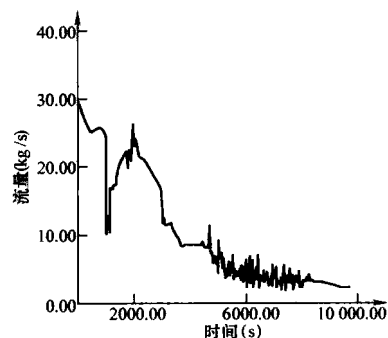


图 2.2-138 从一次侧泄流到二次侧的破口流量随时间的变化

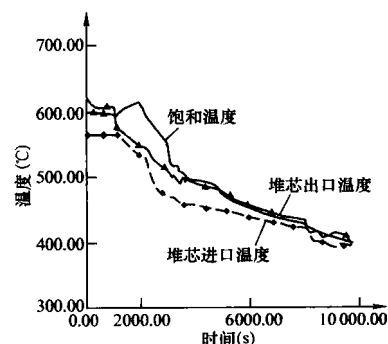


图 2.2-139 反应堆冷却剂温度随时间的变化

上述的分析表明，发生蒸汽发生器传热管破裂叠加一台蒸汽发生器释放阀卡开事故后，1031.4s 时产生反应堆停堆

信号,反应堆紧急停堆;1048.3s时产生安全注射信号,安全注射系统投入;1936.9s时蒸汽发生器的释放阀卡开,1948.3s时操作员干预,执行A3规程,6297.2s时余热排出系统投入运行,9750s时从一次侧向二次侧泄流和大气的排放接近为零。

在放射性后果分析中,假设事故前一回路、二回路冷却剂系统的初始放射性活度瞬态后达到了最大值。事故前反应堆一回路向二回路的泄漏率保持恒定,为0.02kg/s,事故发生2h内,一回路向二回路泄漏的冷却剂量为157t。由于释放阀卡开,破损蒸汽发生器向环境中排放的水量为50t,排放的蒸汽量为132t。在破损的蒸汽发生器中,保守地取碘的分配因子为0.1,在所有的蒸汽发生器中,二回路蒸汽中液滴夹带系数取0.0025。

依据上述的假设得出0~2h的累积放射性释放量如表2.2-96。在厂区边界上事故后0~2h记录到的放射性物质的释放量,个人有效剂量当量为 $3.00\text{E}-02\text{Sv}$,甲状腺剂量当量为 $6.21\text{E}-01\text{Sv}$,它们均低于GB 6249—1986中规定的剂量当量限值。

表 2.2-96 蒸汽发生器传热管破裂加释放阀卡开
0~2h内向环境的放射性释放量

核素	累积释放量 (GBq)	核素	累积释放量 (GBq)
$^{85\text{m}}\text{Kr}$	$1.44\text{E}+04$	^{138}Xe	$9.27\text{E}+03$
^{85}Kr	$1.35\text{E}+02$	^{131}I	$2.76\text{E}+04$
^{87}Kr	$1.74\text{E}+04$	^{132}I	$6.54\text{E}+03$
^{88}Kr	$3.57\text{E}+04$	^{133}I	$5.27\text{E}+03$
^{133}Xe	$1.56\text{E}+05$	^{134}I	$7.02\text{E}+02$
^{135}Xe	$7.07\text{E}+04$	^{135}I	$2.74\text{E}+03$

6.10.3 失水事故

失水事故的始发事件是由于地震、一回路系统管道上的机械压力或热应力、制造上的缺陷、内部飞射物、操作员的误动作、控制或调节系统的故障以及设备故障等所引起的,它们将导致反应堆冷却剂系统的管道破裂、或者与其相连的在第一台隔离阀上游的辅助系统的管道破裂、或者这些系统上的阀门意外打开或关闭失效、或者泵的轴封或阀杆泄漏,造成反应堆冷却剂丧失,这种事故统称为失水事故(LOCA)。应该指出,蒸汽发生器传热管破裂事故不在失水事故分析中考虑;反应堆压力容器在设计与制造期间采取了各种措施,故也不考虑压力容器的破裂。

失水事故按其破口尺寸的大小又分为极小破口、小破口、中破口和大破口。极小破口指破口等效直径小于或等于9.5mm的破口,它们能通过化学和容积控制系统得到补偿,定义为第Ⅱ类工况。小破口指破口等效直径在9.5~25mm之间的破口,它们能通过安全注入系统得到补偿,定义为第Ⅲ类工况。中破口指破口等效直径在2.5~34.5cm之间的破口,它们导致一回路压力大幅度下降,但是在长时间内一回路仍保持有压力的状态(大于安全壳内的压力),定义为第Ⅳ类工况;大破口指破口等效直径34.5cm以上的破口,它们引起一回路压力迅速下降,直至等于安全壳内的压力,定义为第Ⅳ类工况。

失水事故限制准则如下:

(1) 峰值包壳温度——计算的峰值包壳温度不得超过1204℃。

(2) 最大包壳氧化量——在任一点上最大包壳氧化量不得超过包壳总厚度的17%。

(3) 最大氢气产量——由包壳与水或蒸汽化学反应计算产生的总氢气量不得超过假设包壳材料(充气空间周围的包壳除外)都参加反应所产生氢气量的1%。

(4) 堆芯几何结构形变——堆芯几何结构形变应能保持其冷却性。

(5) 长期冷却——在安全注射系统开始成功运行后,计算的堆芯温度保持在可接受的数值之下,并且只要燃料留在堆芯内,就应排出余热。

6.10.3.1 大破口失水事故

大破口失水事故是反应堆冷却剂系统边界上出现等效直径大于34.5cm的破口,包括反应堆冷却剂系统最大的管道的两端断裂。

大破口失水事故的过程可分为三个阶段,即喷放阶段、再灌水阶段和再淹没阶段。每个阶段都要分析三种不同的瞬态,即反应堆冷却剂系统内的热工流体力学瞬态、安全壳内的压力和温度瞬态以及堆芯内最热燃料棒的燃料温度和包壳温度瞬态。

在事故的喷放阶段,反应堆冷却剂通过破口喷放到安全壳内,反应堆冷却剂系统迅速降压,堆芯内产生蒸汽,使慢化剂密度明显下降,快速引入负反应性。反应堆冷却剂系统压力降到稳压器压力低信号整定值或安全壳压力升高到安全壳内压高(Hi2)整定值时,触发反应堆紧急停堆。系统压力降到稳压器压力低—低信号整定值时,触发安全注射系统投入。在前三分钟,安全注射泵将含硼水注射到堆芯,又给堆芯引入一个负反应性。这样,使堆芯反应性降低直到停堆,堆芯功率下降到剩余功率水平。大量的质量和能量释放到安全壳内,安全壳内的温度和压力上升;蒸汽发生器的压力逐渐下降。当反应堆冷却剂系统压力与安全壳压力相等时,喷放阶段终止。在喷放期间,反应堆冷却剂从稳压器到压力容器迅速排空,直至堆芯裸露。

在再灌水阶段,安全注射系统的水先注满压力容器下空腔,然后才能逐步达到堆芯活性段的底部。在再淹没阶段,开始淹没堆芯活性段底部时,其中一部分水与燃料棒接触,变成蒸汽,然后经破口排放,同时剩余的水将堆芯再淹没。

如果安全壳内压力达到了安全壳内压高(Hi4)整定值,安全壳喷淋系统将自动投入,带走安全壳内的热量,降低安全壳内的压力和温度,以保护安全壳的完整性,并限制向大气的放射性释放。在喷淋流体中加入化学添加剂,使它与碘结合,以降低安全壳内大气中放射性碘的浓度。

安全注射系统和安全壳喷淋系统直接注入开始都由换料水箱供水。该水箱水位降低到某个整定值(低低水位阈值Lo3)时,直接注入阶段结束。然后,这两个系统自动切换到再循环阶段,由地坑中的水供给,再循环阶段一直持续到堆芯降温结束。

破口在一回路上的位置和破口的排放系数对于事故的发展和后果都有重要的影响。因此,在分析中应全面考虑,并作敏感性分析。

从得到事故后果最严重的观点出发,当研究大破口对堆芯造成热工水力学影响时,宜选择破口发生在冷段;当研究大破口对堆内构件造成的机械的影响时,宜选择破口发生在热段。下面主要针对大破口发生在冷段时的工况予以介绍。

为了选择最不利破口位置,必须分别考虑该事故期间瞬变两个主要阶段:喷放和再淹没。

喷放期间,一旦冷段管道出现破口,一回路将迅速排空。通过破口流出的流体来自破口两端的管道,因此,在一回路中出现一个速度等于零的点,称为静点。这个点的位置

随时间而变化,并直接影响堆芯的冷却。当堆芯内出现这个点时,在该点附近的区域,对流换热非常微弱,仅仅通过导热和辐射的方式带走燃料棒的热量,因此包壳温度升高,燃料芯块温度也升高。当热段管道出现破口时,堆芯流量总是正值,并且在瞬态开始时还有所增加,燃料芯块和包壳冷却较好,所以喷放结束时燃料芯块温度比冷段管道破口情况低很多。对于过渡段管道破裂,其结果类似于冷段管道破裂的情况。

再淹没期间,环路阻力是阻碍堆芯快速再淹没的主要因素。冷段管道破口时,这个环路阻力最大(热段管道破口,环路阻力接近于零,因为这个阻力的主要贡献来自假想的RCP卡住的转子,过渡段管道破裂情况下阻力会减小)。此外,假定冷段管道破口就意味着必须假定与该管段连接的安全注射管线的流量全部流失。

在大破口失水事故分析中,对于初始条件、功能假设、与堆芯相关的假设以及控制和保护系统等都应做最保守的假设,尤其是初始功率和剩余功率、轴向功率分布、安全注射的流量和温度、安全壳的压力和温度、安全注射箱的压力和水量、安全壳喷淋系统的流量和温度以及主泵的状态(运行或停运)等,以得到最保守的分析结果。

作为大破口失水事故瞬态过程的实例,考虑冷段管道双端剪切断裂,破口排放系数(CD)为0.4~0.8,安全注射流量(SI)选取最大值(MAX)和最小值(MIN),以及总峰值因子 $FQ=2.35$ 。表2.2-97给出该大破口失水事故的事件

序列,表2.2-98给出该大破口失水事故的主要计算结果。图2.2-140、2.2-141、2.2-143~2.2-147给出 $CD=0.41$ 时,大破口失水事故时以下主要参数随时间的变化,它们是堆芯压力、破口流量、再淹没期间堆芯内的水位(最小安全注射流量和最大安全注射流量)、安全壳压力(最小安全注射流量和最大安全注射流量)、燃料元件中心温度(热点处)(最小安全注射流量和最大安全注射流量),燃料元件包壳表面温度(热点处)(最小安全注射流量和最大安全注射流量)及堆芯功率。

表 2.2-97 大破口失水事故事件序列

事 件	时间 (s)			
	$CD=0.4$	$CD=0.41$	$CD=0.6$	$CD=0.8$
事故发生	0.0	0.0	0.0	0.0
稳压器压力低停堆信号	0.52	0.52	0.51	0.50
安全注射信号产生	3.51	3.50	3.39	3.25
安全注射箱开始投入	14.7	14.4	10.1	8.16
安全注射水旁通结束	15.77	15.11	15.57	13.91
喷放结束	27.19	26.78	20.32	17.54
安全注射泵开始注水	34.41	34.40	34.29	34.15
堆芯底部再淹没	32.36	39.82	28.67	26.713
安全注射箱排空	62.10	61.74	57.00	54.53

注 最大安全注射流量和最小安全注射流量对事件序列影响不大。

表 2.2-98

大破口失水事故主要计算结果

参 数	CD 数值							
	0.4		0.41		0.6		0.8	
	最小	最大	最小	最大	最小	最大	最小	最大
包壳最高表面温度($^{\circ}C$)	1051.21	1048.1	1056.29	1092.56	952.63	986.39	865.76	857.95
包壳最高表面温度发生的轴向位置(m)	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.13	2.06	2.13
最大元件包壳表面参与锆水反应的厚度与元件包壳厚度之比(%)	2.13	2.16	2.75	2.87	1.16	1.76	1.07	0.87
元件包壳表面参与锆水反应的厚度与元件包壳厚度之比最大值发生的位置(m)	2.13	2.13	2.13	2.13	2.06	2.13	2.13	2.13
热棒破裂的位置(m)	1.83	1.83	1.83	1.83	2.06	1.68	2.13	2.13
热棒破裂的时间(s)	33.26	33.26	33.6	33.6	62.77	69.77	72.37	73.31
元件包壳表面因锆水反应生成的氢气量与假定堆芯全部锆参与反应所生成的氢气量之比(%)	<1							

此外,图2.2-142给出安全注射流量随系统压力的变化。

从表2.2-98中可以发现最不利的破口排放系数是 $CD=0.41$,但仍能满足失水事故的限制准则:最大局部金属—水

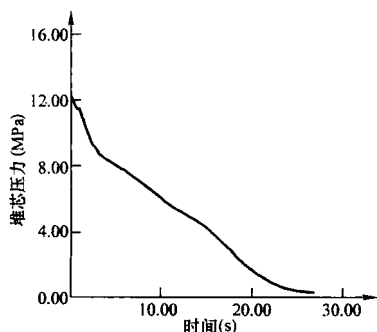


图 2.2-140 堆芯压力随时间的变化

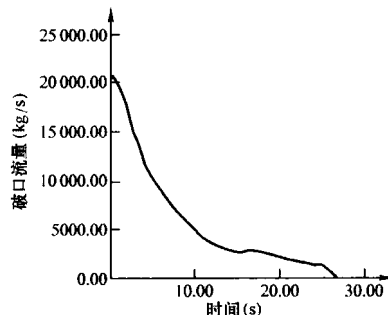


图 2.2-141 破口流量随时间的变化

反应远远低于包壳总厚度的17%;对于最大安注流量的假设,算得的最高包壳温度为1092.56 $^{\circ}C$,仍低于1204 $^{\circ}C$ 的验收准则限值;燃料包壳与水或汽化学反应的产氢量远低于堆芯内全部锆参与反应而生成的假想氢气量的1%;堆芯几何

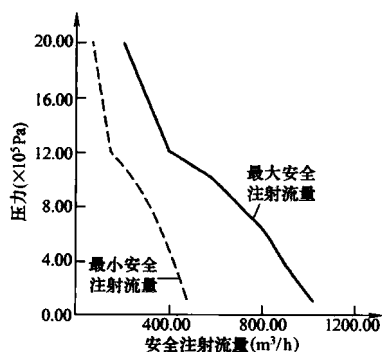


图 2.2-142 安全注射流量随时间的变化

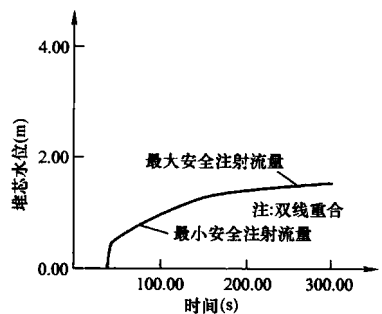


图 2.2-143 再淹没期间堆芯水位随时间的变化

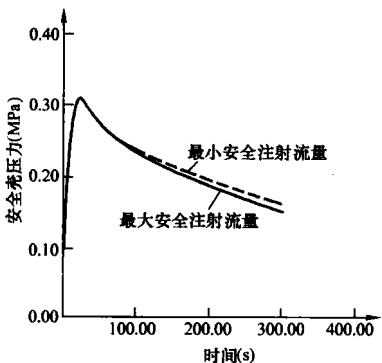


图 2.2-144 安全壳压力随时间的变化

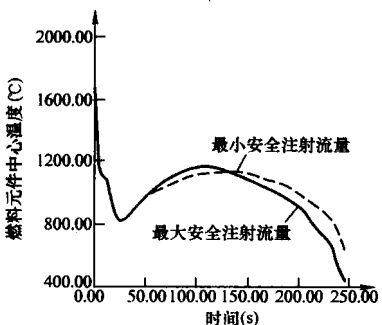


图 2.2-145 热点处燃料元件中心温度随时间的变化

结构形状的完整性得到保证；堆芯温度将继续下降；在持久的时期内能够排除燃料中产生的衰变热。

在放射性后果分析中，假定一根主冷却剂管道双端断裂，反应堆冷却剂通过管道的破口大量泄出，安全注射系统投入以确保堆芯的完整性，最大限度地降低裂变产物的释放。裂变产物通过安全壳泄漏进入环境中。

大破口失水事故通过一回路释放到安全壳的放射性源项，采用如下假设：

- (1) 反应堆热功率：1930MW。
- (2) 燃料在堆芯中辐照时间：1、2、3、4 年。

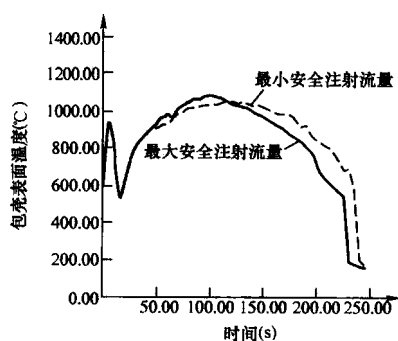


图 2.2-146 热点处燃料元件包壳表面温度随时间的变化

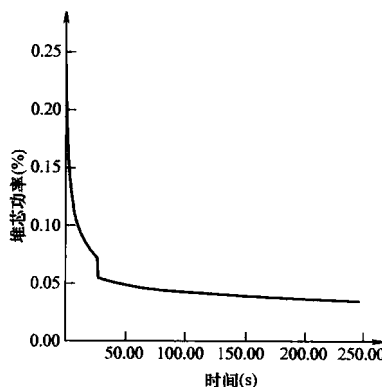


图 2.2-147 反应堆堆芯功率随时间的变化

(3) 燃料破损份额：100%。

(4) 裂变产物释放份额：⁸⁵Kr，30%；惰性气体（除⁸⁵Kr），2%；碘，3%。

(5) 安全壳泄漏率在第一天为总量的 0.3%，第 2 天至第 30 天，泄漏率减半。释放到安全壳的碘，90%为分子碘，10%为贯穿碘。碘在冷却剂中的滞留和在结构上的沉积，导致碘向安全壳的释放减少 50%。分子碘被喷淋液去除而贯穿碘不能被去除。

向安全壳的释放源项和向环境释放的源项见表 2.2-99 和表 2.2-100。非居住区的有效剂量和甲状腺剂量见表 2.2-101。其值低于 GB 6249—1986 中给出的规定的剂量当量（个人有效剂量当量≤0.1Sv，甲状腺剂量当量≤1.0Sv）。

表 2.2-99 失水事故向安全壳的释放源项

核素	释放到安全壳的活度 (GBq)	核素	释放到安全壳的活度 (GBq)
^{83m} Kr	5.15E+15	¹³⁵ Xe	1.91E+16
^{85m} Kr	1.13E+16	¹³⁷ Xe	7.03E+16
⁸⁵ Kr	3.69E+15	¹³⁸ Xe	6.81E+16
⁸⁷ Kr	2.10E+16	¹³¹ I	5.82E+16
⁸⁸ Kr	3.00E+16	¹³² I	8.52E+16
^{133m} Xe	1.15E+16	¹³³ I	1.21E+17
¹³³ Xe	8.10E+16	¹³⁴ I	1.33E+17
^{135m} Xe	1.54E+16	¹³⁵ I	1.13E+17

表 2.2-100 失水事故向环境的累积释放源项 (GBq)

核素	0~2h	0~8h	0~24h	0~96h	0~720h
^{83m} Kr	9.03E+02	1.62E+03	1.70E+03	1.70E+03	1.70E+03
^{85m} Kr	2.43E+03	6.48E+03	8.90E+03	9.01E+03	9.01E+03
⁸⁵ Kr	1.02E+03	4.08E+03	1.22E+04	3.28E+04	1.89E+05

续表

核素	0~2h	0~8h	0~24h	0~96h	0~720h
⁸⁷ Kr	3.20E+03	4.76E+03	4.82E+03	4.82E+03	4.82E+03
⁸⁸ Kr	5.94E+03	1.33E+04	1.54E+04	1.55E+04	1.55E+04
^{133m} Xe	2.84E+03	1.09E+04	2.95E+04	5.55E+04	6.91E+04
¹³³ Xe	2.01E+04	7.92E+04	2.27E+05	5.17E+05	1.02E+06
^{135m} Xe	7.08E+02	7.11E+02	7.11E+02	7.11E+02	7.11E+02
¹³⁵ Xe	4.94E+03	1.59E+04	2.94E+04	3.23E+04	3.23E+04
¹³⁷ Xe	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02	8.09E+02
¹³⁸ Xe	2.88E+03	2.89E+03	2.89E+03	2.89E+03	2.89E+03
¹³¹ I	7.35E+02	2.91E+03	8.48E+03	2.04E+04	5.15E+04
¹³² I	8.08E+02	1.63E+03	1.78E+03	1.78E+03	1.78E+03
¹³³ I	1.49E+03	5.40E+03	1.27E+04	1.75E+04	1.79E+04
¹³⁴ I	8.43E+02	1.06E+03	1.06E+03	1.06E+03	1.06E+03
¹³⁵ I	1.29E+03	3.86E+03	6.25E+03	6.52E+03	6.52E+03

表 2.2-101 非居住区的有效剂量和甲状腺剂量

时 段	有效剂量 (Sv)	甲状腺剂量 (Sv)
0~2h	1.50E-03	2.27E-02
0~8h	3.95E-03	6.57E-02
0~24h	6.98E-03	1.08E-01
0~4d	1.09E-02	1.76E-01
0~30d	1.47E-02	2.64E-01

6.10.3.2 中破口失水事故

中破口失水事故是一个缓慢喷放（相对于大破口失水事故而言）的极限事故，它有三种特殊阶段，即缓慢的喷放、堆芯再淹没和长期冷却阶段。

当中破口事故发生后，反应堆冷却剂系统压力迅速下降，引起反应堆紧急停堆。当系统压力下降到稳压器压力低—低整定值时产生安全注射信号，高压安全注射泵启动以维持一回路堆芯的冷却。

随着反应堆冷却剂系统的压力不断下降，当系统压力降到安全注射箱排放整定值时，安全注射箱中流体通过压力容器接管嘴向反应堆冷却剂系统排放，进一步冷却堆芯。

在中破口失水事故分析中，应对破口的位置和尺寸做详细的研究，找出具有包络性的后果严重的工况。通常，在有倒U型管蒸汽发生器和泵有吸入U弯头的压水堆核电站中发生中破口失水事故时，破口发生在冷段管道的工况的后果比发生在热段或过渡段更严重。破口尺寸在2.5~34.5cm之间进行分析，找到后果最严重的工况，例如，秦山第二核电厂是5cm的破口，大亚湾电厂是10cm的破口。

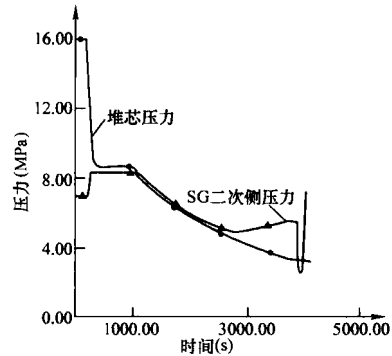
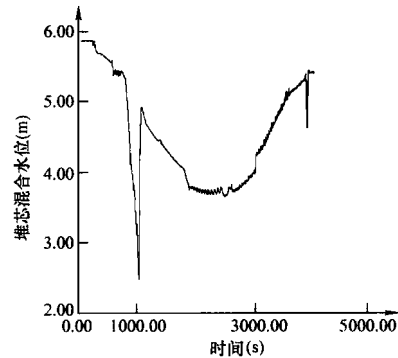
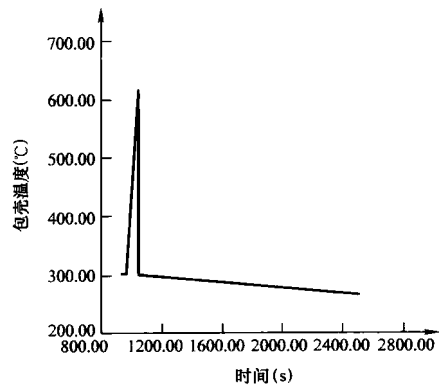
下面给出一个中破口失水事故发生在冷段的工况实例。表2.2-102给出中破口失水事故的事件序列，表2.2-103给出中破口失水事故的主要计算结果，图2.2-148~图2.2-151给出了中破口失水事故（破口当量直径为5cm）工况下堆芯压力与二次侧压力、堆芯混合水位、热点包壳表面温度及堆芯功率随时间的变化。

表 2.2-102 冷段中破口失水事故事件序列 (s)

破口当量直径 (cm)	15	10	7.5	5
破口发生	200.00	200.00	200.00	200.00
低压停堆信号	206.51	210.63	218.16	241.00
控制棒完全插入	211.91	216.03	223.56	246.40
安全注射信号	214.99	222.64	232.04	257.95
安全注射投入	429.99	437.64	447.04	472.95
堆芯顶部裸露	277.00	703.00	504.00	966.00
安全注射箱注入	422.37	791.90	1518.14	3072.45
包壳峰值温度出现	287.00	890.00	1664.00	1045.00

表 2.2-103 冷段中破口失水事故主要计算结果

破口当量直径(cm)	15	10	7.5	5
峰值包壳表面温度(°C)	394.16	569.11	570.23	615.21
峰值包壳表面温度位置(m)	3.35	3.51	3.51	3.35
热点处锆—水反应量(%)	≤1%	≤1%	≤1%	≤1%
热棒破损时间(s)	无	无	无	无
热棒破损位置(m)	无	无	无	无

图 2.2-148 堆芯压力与 SG 二次侧压力随时间的变化
(冷段破口当量直径为 5cm)图 2.2-149 堆芯混合水位随时间的变化
(冷段破口当量直径为 5cm)图 2.2-150 热点包壳表面温度随时间的变化
(冷段破口当量直径为 5cm)

从上述分析计算的结果来看，破口当量直径为 5cm 的冷段破口工况是最严重的。中破口失水事故可以满足限值准则要求，并且有较大的安全裕度。

6.10.3.3 小破口失水事故

小破口失水事故是一个缓慢喷放（相对于大破口失水事故而言）的稀有事故。

当小破口事故发生后，反应堆冷却剂系统压力下降，系统

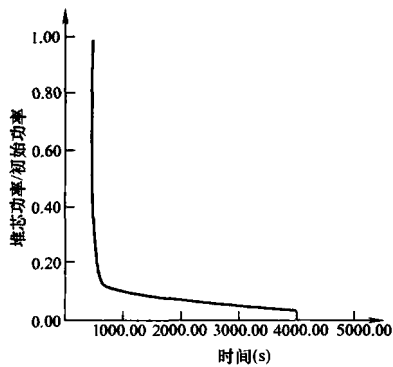


图 2.2-151 堆芯功率随时间的变化
(冷段破口当量直径为 5cm)

压力降到稳压器压力低信号整定值时，触发反应堆紧急停堆。系统压力降到稳压器压力低—低信号整定值时产生安全注射信号，触发安全注入系统投入，高压安全注射泵运行，以维持反应堆堆芯的冷却，并将含硼水注射到堆芯。反应堆的停堆和含硼水的注入使反应堆功率迅速下降到剩余发热水平。

以最大的小破口（当量直径为 25mm）失水事故的计算分析为例，了解小破口失水事故的瞬态过程。图 2.2-152～图 2.2-155 给出了该事故瞬态工况下破口流量与安全注射流量、堆芯混合水位、堆芯压力和 SG 二次侧压力及堆芯功率随时间的变化。

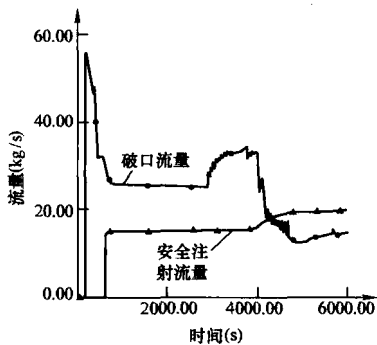


图 2.2-152 冷段破口流量和安全注射流量
随时间的变化曲线

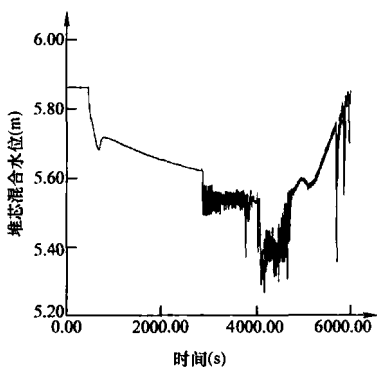


图 2.2-153 堆芯混合水位随时间的变化曲线

上述结果表明，安全注射系统能够提供足够的流量，以保持堆芯淹没并不断降低燃料元件包壳温度，反应堆堆芯不会裸露。

6.11 辅助系统或设备的放射性后果分析

通常，在核电厂安全分析报告中所分析的辅助系统或设备的一些假想事故所引起的放射性后果的工况包括：①放射

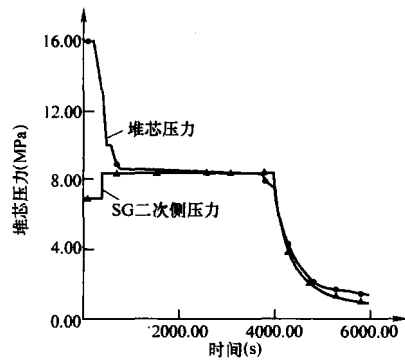


图 2.2-154 堆芯压力和 SG 二次侧压力
随时间的变化曲线

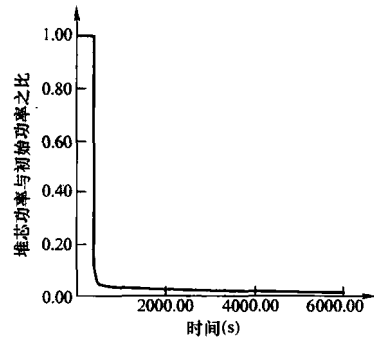


图 2.2-155 堆芯功率随时间的变化曲线

性废气系统破损；②放射性废液系统破损；③假想的储液罐破损；④燃料操作事故；⑤乏燃料运输罐跌落事故。其中，燃料操作事故的后果最为严重，可以包络其他事故，以下只介绍该事故。

燃料操作事故是指乏燃料组件跌落在乏燃料水池内，使受过辐照的乏燃料组件燃料棒包壳破损，导致放射性裂变产物释放到燃料厂房，并通过厂房通风系统释放到环境。

根据 6.2 节的工况分类，燃料操作事故为Ⅳ类工况（极限事故）。限制准则是：在厂区边界上事故后 2h 记录到的放射性物质的释放量，不得大于国家环保局 1986 发布的 GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》规定的剂量当量（个人有效剂量当量小于或等于 0.1Sv，甲状腺剂量当量为 1.0Sv）。

在事故分析中，作以下主要假设：事故发生在停堆后 100h；破损燃料组件是放射性含量最大的组件（燃料循环末期，组件径向功率因子 1.5）；组件内的所有燃料棒包壳破损，包壳与燃料间隙中含有总碘量的 3%，惰性气体占总量的 2%，长半衰期的 ^{85}Kr 为 30%，且间隙中的放射性物质全部释放到燃料水池中；燃料芯块与包壳间隙内碘含量的 99.75% 为元素碘，0.25% 为贯穿碘，乏燃料水池对元素碘和贯穿碘的滞留因子分别为 2×10^{-3} 和 1，在水池中滞留的惰性气体忽略不计；燃料厂房空气过滤系统去污因子对元素碘为 1000，对贯穿碘为 100；燃料厂房里的放射性气体在 12h 内释放到环境。

表 2.2-104 给出燃料操作事故向环境释放源项。

表 2.2-104 燃料操作事故向环境的
释放源项（GBq）

核素	0~2h	0~8h	0~12h
^{83m}Kr	3.87E-06	4.45E-06	4.45E-06
^{85m}Kr	1.41E+00	1.77E+00	1.77E+00

续表

核素	0~2h	0~8h	0~12h
⁸⁵ Kr	2.67E+06	3.67E+06	3.69E+06
⁸⁸ Kr	3.23E-04	3.89E-04	3.89E-04
^{131m} Xe	1.68E+05	2.30E+05	2.32E+05
¹³³ Xe	4.18E+07	5.72E+07	5.75E+07
^{133m} Xe	3.55E+06	4.83E+06	4.85E+06
¹³⁵ Xe	7.19E+04	9.40E+04	9.43E+04
^{135m} Xe	5.94E+01	5.95E+01	5.95E+01
¹³¹ I	8.18E+02	1.12E+03	1.13E+03
¹³² I	5.57E+02	6.56E+02	6.56E+02
¹³³ I	8.45E+01	1.14E+02	1.14E+02
¹³⁵ I	5.46E-02	7.02E-02	7.04E-02

放射性后果分析表明：在厂区边界上事故后 0~2h 记录到的放射性物质的释放量，个人有效剂量当量为 1.54E-02Sv，甲状腺剂量当量为 3.50E-02Sv，均低于 GB 6249—1986 中规定的剂量当量限值（详见表 2.2-105）。

表 2.2-105 厂区非居住区边界处事故剂量

事故名称	时段	有效剂量 (Sv)	甲状腺剂量 (Sv)
燃料操作事故	0~2h	1.54E-02	3.50E-02
	0~8h	1.92E-02	4.37E-02
	0~12h	1.93E-02	4.38E-02

6.12 未能紧急停堆的预期瞬态 (ATWS)

预期瞬态是预计在核电厂寿期内发生的瞬态。未能紧急停堆的各种预期瞬态是一些低概率事件。

在压水堆核电厂中，当发生Ⅱ类工况事件时，要求反应堆紧急停堆，由于控制棒的故障而紧急停堆失效，这就产生了未能紧急停堆的预期瞬态。它们是：①失去正常给水-ATWS；②电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS；③负荷丧失-ATWS；④汽轮机事故保护停车-ATWS；⑤凝汽器真空丧失-ATWS；⑥主蒸汽管道隔离阀关闭-ATWS；⑦控制棒误抽出-ATWS。

目前，美国及法国电力公司 (EDF)、法马通 (FRAMATOME) 和法国原子能委员会 (CEA) 都对未能紧急停堆的预期瞬态 (ATWS) 做了比较充分的研究，并得出了相同的结论：

(1) 失去正常给水-ATWS (就一回路超压而论) 和电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS (就 DNBR 而论) 是两种后果最严重的工况。

(2) 如果 ATWS 缓解系统能够启动辅助给水并使汽轮机停机，ATWS 的后果也是可以接受的。

由于失去正常给水-ATWS 和电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS 是两种后果最严重的工况，它们具有包络性，所以下面介绍这两种工况。

6.12.1 失去正常给水-ATWS

目前，在核电厂运行期间，当反应堆在启动或停堆过程中，由启动给水系统向蒸汽发生器供水；在事故工况下，当主给水系统失效时，蒸汽发生器由辅助给水系统提供给水，以便排出堆芯余热和冷却一回路系统。一旦事故处理告一段落，在条件与状态允许时，应尽早切换到启动给水系统运

行，从而使反应堆转入到使用余热排出系统的工况。

丧失正常给水是指主给水系统由于任何一个相关系统 (凝汽器真空系统，凝结水系统，低压给水加热器系统，高压给水加热器系统，主给水流量调节系统等) 的设备故障而失效或由于其他瞬态而被隔离的事件。

机组处于正常功率运行时，蒸汽发生器由主给水系统供水。丧失主给水后，蒸汽发生器的水储量迅速减少，蒸汽发生器中的水位降低，二回路的排热能力也随之减少，这就导致反应堆冷却剂系统的温度和压力升高以及稳压器水位上升。如果没有应急给水向蒸汽发生器供水，则蒸汽发生器传热管有裸露的危险。

“蒸汽发生器中的低水位”信号与“蒸汽/给水流量失配”信号符合或“蒸汽发生器水位低—低”信号将触发反应堆紧急停堆。如果停堆失效，这就造成一个未能紧急停堆的预期瞬态。

失去正常给水以后，未能紧急停堆，又没有发出触发辅助给水启动和汽轮机停机的信号，将降低二回路导出堆芯热量的能力，从而造成反应堆冷却剂系统升温、升压以及稳压器水位的上升。

ATWS 缓解系统对反应堆起保护作用。蒸汽发生器给水流量低与中间量程中子注量率高信号符合启动 ATWS 缓解系统。它将启动电动和汽动辅助给水泵，打开辅助给水阀门 (在正常功率运行下，这些阀门处于备用状态)，汽轮机停机，以及停堆。辅助给水系统将向两台蒸汽发生器供水。

汽轮机停机以后，蒸汽由大气释放阀排出。蒸汽发生器内的水位不断下降，当蒸汽发生器的传热管裸露时，一次侧向二次侧的传热下降。导致一回路迅速升温、升压，稳压器很快就满溢，并通过稳压器安全阀排水。

由于堆芯温度升高而引起的负反应性反馈，将导致堆芯功率的下降，然后一次侧的压力和温度，以及稳压器的水位开始下降。

根据 6.2 节的工况分类，丧失主给水-ATWS 为 V 类工况 (附加工况)。在事故分析中应能使反应堆冷却剂系统的压力在任何情况下都不超过最高的许可压力 (22.0MPa)。

在事故分析中，除使用附加工况的基本假设外，还假设了 ATWS 缓解系统未能触发停堆以及控制棒组件调节功能丧失。

表 2.2-106 给出了丧失主给水-ATWS 事件序列的实例，图 2.2-156~图 2.2-160 给出了丧失主给水-ATWS 工况下稳压器压力、反应堆堆芯功率和蒸汽发生器输出功率、反应堆冷却剂平均温度、稳压器水容积及稳压器安全阀的流量随时间的变化。

表 2.2-106 失去正常给水-ATWS 事件序列

事 件	时间 (s)
丧失正常给水	0~4
缓解系统信号	3.8
汽轮机停机	6.0
蒸汽向凝汽器排放的阀门打开	7.2
蒸汽向大气排放的阀门打开	8.8
稳压器安全阀打开	11.0
一回路压力第一峰值 ($p=17.54\text{MPa}$)	12.2
稳压器安全阀关闭	22.2
辅助给水泵启动	37.0
稳压器安全阀打开	72.8
蒸汽发生器烧干	88.0
稳压器安全阀排水	95.6
向大气排放的蒸汽释放阀关闭	104.6
一回路压力最大峰值 ($p=21.17\text{MPa}$)	106.6

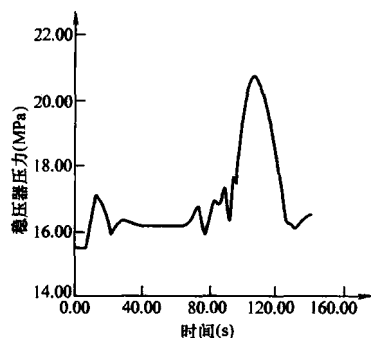


图 2.2-156 稳压器压力随时间的变化

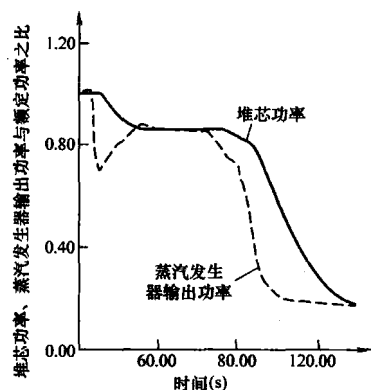


图 2.2-157 堆芯功率和蒸汽发生器输出功率随时间的变化

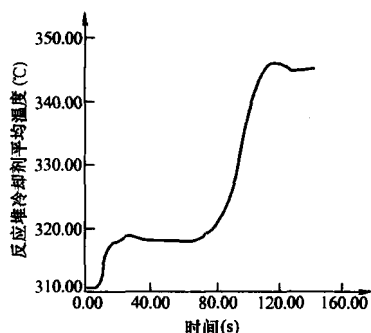


图 2.2-158 反应堆冷却剂平均温度随时间的变化

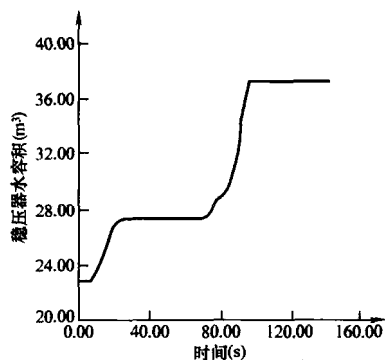


图 2.2-159 稳压器水容积随时间的变化

事故分析结果表明，失去正常给水-ATWS事件发生后，虽然反应堆冷却剂系统压力升高，但是始终低于最大允许压力。因此，反应堆冷却剂系统完整性没有受到危害。

6.12.2 电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS

电厂辅助设备丧失非应急交流电源可能导致辅助设备丧失所有动力源，特别是反应堆冷却剂泵、主给水泵和凝结水泵等重要设备的所有电源丧失。

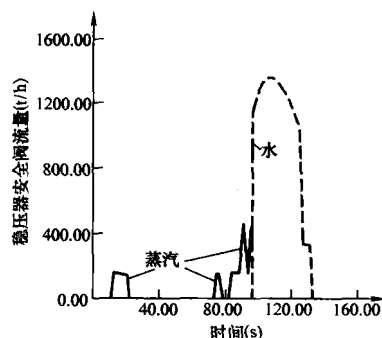


图 2.2-160 稳压器安全阀流量随时间的变化

反应堆冷却剂泵失去电源后，将使反应堆冷却剂流量随着泵惰转而衰减。最终，仅靠反应堆冷却剂自然循环流动来冷却堆芯和带出堆芯余热。反应堆冷却剂流量的降低和冷却剂的温度升高将导致 DNBR 余量下降。如果反应堆未能紧急停堆，则反应堆的压力和温度将迅速上升。

通常，控制棒交流电动发电机的电源丧失将导致控制棒驱动机构固定夹持线圈的电源丧失，这样就会释放控制棒，使其落入堆芯。但是，在电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS分析中，假设控制棒不插入堆芯，反应堆未能紧急停堆。

根据 6.2 节的工况分类，电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS 为 V 类工况（附加工况）。在事故分析中要求 DNBR 大于限值（1.24）。

在事故分析中，除使用附加工况的基本假设外，还假设 ATWS 缓解系统未能触发停堆及控制棒组件调节功能丧失。

表 2.2-107 给出了电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS 的事件序列，图 2.2-161~图 2.2-164 给出了核电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS 事故工况下堆芯冷却剂流量、堆芯入口冷却剂温度、稳压器压力及热流密度随时间的变化。

表 2.2-107 核电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS 的事件序列

事 件	时间 (s)
丧失外电源	0.0
汽轮机事故保护停机	0.3
稳压器安全阀开	5.35
蒸汽发生器安全阀开	9.6
热点 MDNBR (1.67)	11.25

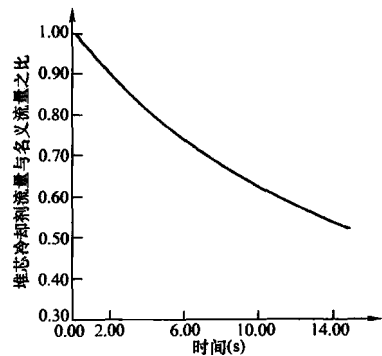


图 2.2-161 堆芯冷却剂流量随时间的变化

事故分析结果表明，电厂辅助设备丧失非应急交流电源-ATWS事件发生后，在整个瞬态中 MDNBR 为 1.67，始

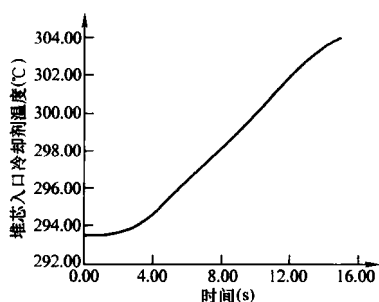


图 2.2-162 堆芯入口冷却剂温度随时间的变化

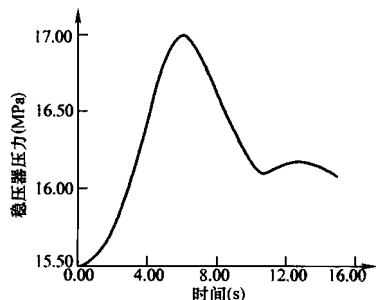


图 2.2-163 稳压器压力随时间的变化

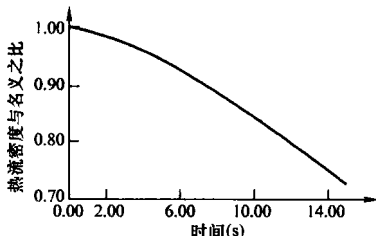


图 2.2-164 热流密度随时间的变化

终高于限值，燃料元件的完整性未受到危害，反应堆是安全的。

6.13 电厂运行特殊工况

机组系统和设备的设计基础是依据运行工况 I ~ IV。然而，在法国 RCC-P 的要求中，强调应采用特殊措施对付核电厂运行的特殊工况：①最终热阱完全丧失（H1 规程）；②蒸汽发生器给水完全丧失（H2 规程）；③全厂断电（H3 规程）；④安全壳喷淋泵或安全注射泵失效（H4 规程）；⑤主蒸汽管道断裂，同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂。

关于这些特殊工况的分析和应对措施，与具体的核电厂的安全设计思想、系统和设备的设置以及运行模式紧密相关，它们的技术和应对措施随着设计和运行实践的增加而不断地发展与更新。例如，RCC-P（1988 年版）仅提出对工况 I ~ IV 的要求，而 RCC-P（1991 年版）又增加了对工况 V 的要求。详细情况可以参看有关核电厂的 H 规程。

H 规程是超设计基准事故规程，其目的在于，对于一个突发的超设计基准事故，应用与其相对应事故规程来进行操作，控制事故的规模，缓解和限制事故的后果，保证堆芯的冷却，确保将反应堆带入安全状态。

6.13.1 最终热阱完全丧失（H1 规程）

最终热阱完全丧失的始发事件是重要厂用水系统泵站堵塞或者重要厂用水泵失效，以及设备冷却水系统的热交换器结垢，或设备冷却水泵失效。

最终热阱完全丧失将导致以下设备不能运行：主给水装

置和凝汽装置，重要厂用水系统，设备冷却水系统，余热排出系统（如果该系统在运行的话），反应堆换料水池和乏燃料水池冷却水系统，由化学容积控制系统提供的一回路主泵密封注水，安全壳冷却（核岛冷水系统），控制棒驱动机构通风系统，安全壳连续通风系统，核取样系统，其他辅助系统（电气厂房冷水系统），热洗衣房通风系统等。

最终热阱完全丧失所造成的后果和需要操作员采取的行动取决于核电厂初始工况。主要有以下两种初始工况：①余热排出系统断开（核电厂处于功率运行、热停堆或者中间停堆）——采用 H1.1 规程；②余热排出系统接入（核电厂处于中间停堆、冷停堆、换料或维修停堆）——采用 H1.2 规程。

6.13.1.1 最终热阱完全丧失，余热排出系统断开（H1.1 规程）

H1.1 规程定义的运行方式用于初始状态为从功率运行开始到中间停堆（余热排出系统没有接通）的全部丧失热阱的非设计工况。

退防模式是一回路的温度低于 170℃、压力低于 4.5 MPa 时，核电厂进入中间停堆状态。此时，主泵密封的泄漏实际为零，甚至不需要冷却（既不需注入也不需要热屏），这种工况只要求对一回路提供很少量的补给水，而两台机组保证能做到这一点。余热通过蒸汽发生器排出。并由凝汽水及另一机组的凝汽水、另一机组的蒸汽发生器辅助给水系统给水箱的水（在冷停堆时双机组）、除盐水（常规岛除盐水分系统、核岛除盐水分系统）、消防水和饮用水来补充不断被消耗的辅助给水箱中的水。

由于丧失的系统不同（重要厂用系统或设备冷却水系统），瞬态过程的发展也会不同，操作员的操作步骤也不同。详情见核电厂的 H1.1 规程。

6.13.1.2 最终热阱完全丧失，余热排出系统接入（H1.2 规程）

H1.2 规程覆盖了反应堆压力容器封闭和打开两种情况。它们是：①反应堆冷却剂系统封闭（冷停堆、中间停堆）工况下蒸汽发生器可利用；②反应堆冷却剂系统打开（换料或维修停堆）工况下蒸汽发生器能或不能利用。其中，在维修停堆中又可以分两种情况考虑：蒸汽发生器可用（二回路可用，一回路压力边界微小开口）；蒸汽发生器不可用（二回路不可用，一回路压力边界大开口）。关于这些工况的具体操作见核电厂的 H1.2 规程。

6.13.2 蒸汽发生器给水完全丧失（H2 规程）

当主给水系统丧失后，随之辅助给水系统启动失效，或者已经在运行的辅助给水系统丧失，导致蒸汽发生器完全丧失给水，要求操作员执行 H2 规程。操作指令涉及的初始工况，包括从功率运行到中间停堆工况（余热排出系统没有投入）。

在满功率运行时丧失主给水的瞬态中，在事故后几秒钟触发反应堆紧急停堆并且启动辅助给水。如果辅助给水系统启动失败，则在丧失主给水几分钟后，蒸汽发生器水位就会下降到使传热管裸露的高度。

在上述情况下，如果操作员不采取行动，反应堆冷却剂系统将有如下变化：蒸汽发生器干涸，反应堆冷却剂系统温度和压力上升，稳压器水位升高，稳压器泄压管线打开，反应堆冷却剂压力稳定在 16.6 MPa 左右，堆芯逐渐裸露。如果操作员及时采取行动，完全打开稳压器阀门并保持卡开，安全注射将自动启动，堆芯无损坏。

事故判断与干预如下：

(1) 几个报警信号（如辅助给水流量异常，蒸汽发生器

水位低—低等)可用于识别这个事件。H2 报警“蒸汽发生器排空”证实该事件的发生后,就可执行 H2 规程。

(2) 检查辅助给水流量和堆芯内温度来确认这个判断。此后停运反应堆冷却剂泵,稳压器泄压管线打开,安全注射启动。

(3) 当安全壳压力达到约 0.24MPa 时,安全壳喷淋系统自动启动。或者当安全壳温度达到整定值(定义为安全注射启动后时间的函数)时,手动启动喷淋系统。

随着反应堆堆芯余热的减小,反应堆冷却剂压力和温度自然下降。

该事故发生后,操作人员有大于 1h 的时间诊断和操作。执行 H2 规程成功后,堆芯没有损坏危险。

关于执行 H2 规程的详细操作过程,可参见核电厂的 H2 规程。

6.13.3 全厂断电 (H3 规程)

全厂断电事故的始发事件是:①厂内外电源全部失效。最可能的原因是公用厂外电源首先失效,随后切换到厂用负荷运行没有成功,并且两台柴油发电机的启动也没有成功。②应急配电盘 LHA 和 LHB 失效。原因是这些配电盘之一发生电气故障,将反应堆带入退防模式,而此时一块配电盘处在维修期间,即第二块配电盘也相继失效。

厂内、外电源全部失效将导致电站辅助设施,包括电站安全相关设备的正常电源彻底丧失。而应急配电盘 LHA 和 LHB 失效,则假设非安全级辅助设备是可用的。因此,前者后果更为严峻。

在全厂断电事故工况下,核电厂的初始状态如下:

(1) 全部丧失厂内、外电源。

1) 反应堆冷却剂系统。所有系统的所有电动泵停运;稳压器电加热和喷雾管线失效;所有控制棒都插入堆芯(冷却剂泵转速低—低信号触发紧急停堆);化学容积系统上充管线仍打开,然而由于再生热交换器出口温度过高,会使下泄管线隔离;反应堆冷却剂泵停运后,一回路形成自然循环;可由安全注射系统的水压试验泵来为反应堆冷却剂泵提供密封水,该试验泵的电源来自余汽透平发电机。

2) 二回路系统。辅助给水系统中的电动泵不能运行,这时可由汽动辅助给水泵向蒸汽发生器提供冷却水,由另一机组提供电源给辅助给水系统除气泵,可确保辅助给水箱的长期补水;反应堆余热可由蒸汽发生器大气释放阀对空排放来导出;主蒸汽隔离阀关闭。

(2) 应急配电盘 LH 失效。

失效对安全级辅助设备的状态与上面描述的相同,然而由于厂外电源没有丧失,反应堆冷却剂泵仍在运行,稳压器喷雾系统可用,稳压器电加热器可用,旋转式空气压缩机可用。

在发生全厂断电事故时,由于核电厂初始状态不同,其事故后果和操纵员动作也不同。通常设想以下两种情况:余热排出系统断开(功率运行、热停堆、中间停堆)采用 H3.1 规程;余热排出系统接入(中间停堆、换料停堆、维修停堆)则采用 H3.2 规程。

在全厂断电,余热排出系统断开(H3.1 规程)的工况下,依据反应堆冷却剂系统的初始状态又分为两种情况:反应堆冷却剂温度高于 190℃ 和反应堆冷却剂温度低于 190℃。由于初始状态不同,操作员的操作也有所不同。详见核电厂的 H3.1 规程。

在全厂断电,余热排出系统接入(H3.2 规程)的工况下,主要考虑了反应堆压力容器关闭和打开两种情况。在反

应堆压力容器打开的工况下,又考虑了两种工况,核电厂处于停堆换料状态(堆换料水池充满水)和核电厂处于停堆维修状态(堆换料水池排空)。由于反应堆压力容器的初始状态不同,操作员的操作也有所不同。详见核电厂的 H3.2 规程。

6.13.4 安全壳喷淋泵或安全注射泵失效 (H4 规程)

在反应堆冷却剂系统管道破裂工况下实施 H4 规程,其目的在于阻止堆芯的进一步损坏。

在 LOCA 事故状态下,安全注射系统向反应堆冷却剂系统注水,余热从破口排出。安全壳喷淋系统按再循环模式运行,以保证冷却剂降温。这种状态必须维持几个月, H4 规程规定,大约在 LOCA 事故后两周时,利用连接管道使低压安全注射泵与安全壳喷淋泵互为备用。

在安全壳喷淋泵失效的事件中,将安全壳喷淋系统与正在运行的低压安全注射系统系列吸入端连接管打开,就可以使部分安全注射流量通过安全壳喷淋热交换器进行冷却,从而将余热排出安全壳(不再需要安全壳喷淋)。

与此类似,在低压安全注射泵失效的事件中,上述同一连接使安全注射流量得到冷却,并维持堆芯淹没。

这些系统设备设计成可在 LOCA 事故后 15 天内达到可用状态。第 15 天时为排出余热所需的流量为 112m³/h。

在安全壳喷淋系统两系列全部失效或低压安全注射系统两系列全部失效之后应用 H4 规程,其失效准则是:对于安全喷淋系统管线,流量低于 785m³/h;对于低压安全注射系统管线,流量低于 120m³/h。

在 LOCA 事故后 15 天之内,系统地对安全壳喷淋系统和安全注射系统回路的 H4 管线进行就地准备。超过 15 天,在丧失安全壳喷淋系统管线或低压安全注射系统管线的情况下, H4 规程的最终实施可以就地完成:打开 H4 连接阀,在低压安全注射作为安全壳喷淋后备的情况下,关闭低压安全注射出口主阀(先打开旁路)。

就地操作应在具有生物屏蔽的地方进行。

图 2.2-165 给出了 H4 连接示意。连接管道由两个系统相应系列管道的硬性连接组成:一方面将安全壳喷淋系统系列 A 与安全注射系统系列 A 硬性连接;另一方面将安全壳喷淋系统系列 B 同安全注射系统系列 B 硬性连接。

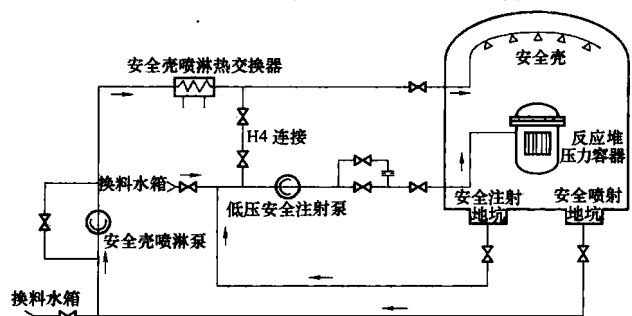


图 2.2-165 H4 连接

每一种 H4 连接将一给定系列的安全壳喷淋系统热交换器出口与同一系列的低压安全注射泵进口接管连接起来。由两个串联的手动阀将安全壳喷淋系统与低压安全注射系统隔离。

在 H4 状态中,反应堆冷却剂进入安全壳喷淋地坑,并再次注入堆芯,依次通过:安全壳喷淋泵或安全壳喷淋泵旁路,安全壳喷淋热交换器, H4 连接管,以及低压安全注射泵。

但是,不管是安全壳喷淋泵运行还是低压安全注射泵运

行,安全壳喷淋系统和安全注射系统这种偏离原设计本意的使用方法都要求安装专门设备,以改善它们的水力特性。特别对低压安全注射泵运行的情况,尤其需要采取以下措施:每台安全壳喷淋泵增加一个装有止回阀的旁路,可以大大减小低压安全注射泵上游的压力损失;每台低压安全注射泵出口端装一块限流孔板以限制流量,并消除低压安全注射泵上游所有汽蚀和脱气的风险。

关于 H4 规程的详细操作情况见核电厂的 H4 规程。

6.13.5 主蒸汽管道断裂同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂

在 6.10.1 节和 6.10.2 节分别讨论过蒸汽发生器传热管断裂事故和蒸汽发生器传热管断裂加上一个蒸汽发生器安全阀卡开事故。本节将介绍主蒸汽管道断裂的同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂事故。

主蒸汽管道断裂的同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂事故的始发事件是:安全壳外的主蒸汽隔离阀上游的主蒸汽管道双端剪切断裂,或主蒸汽隔离阀下游的主蒸汽管道双端剪切断裂且主蒸汽隔离阀关闭失效。主蒸汽管道断裂产生的水力学载荷引起同一台蒸汽发生器的传热管 N ($1\sim100$) 根同时断裂。这种事故相当于发生在安全壳外的一回路管道破裂事故(破口发生在破损蒸汽发生器上)。

通常,对这种事故分析的主要目的是评价在下列情况下,堆芯裸露和燃料元件包壳损坏的风险(此刻只考虑三道安全屏障中只有燃料元件包壳一道完整):事故短期,堆芯裸露和燃料元件包壳损坏风险取决于一回路破口尺寸;事故长期,堆芯裸露和燃料元件包壳损坏风险取决于换料水箱中水(1380m^3)排空后仍需要安全注射,一回路向二回路的泄漏没有终止。

在事故分析中,通常选择下列三种工况进行分析:初始工况为 100%额定功率;传热管断裂的根数为 $N=1$ 、 $N=10$ 和 $N=100$ 。其中以 $N=100$ 工况更为保守。

在事故分析中,除使用比较保守的基本假设(如 6.4.3 节所述)外,还假设:安全注射达到满流量的时间为 10s;凝汽器失效;蒸汽管道破口面积为 0.11m^2 ;传热管双端剪切断裂;在主蒸汽管道断裂同时 1 根蒸汽发生器传热管断裂事故工况下,在操作员干预时投入稳压器喷雾,而其余的两种工况则不投入稳压器喷雾;操作人员在安全注射信号后 10 分钟开始干预。

以下仅以主蒸汽管道断裂同时有 100 根蒸汽发生器传热管断裂事故作为实例进行分析。

表 2.2-108 给出了主蒸汽管道断裂同时 100 根蒸汽发生器传热管断裂的事件序列。图 2.2-166~图 2.2-171 给出事故最初 1.0h 内稳压器压力和破损蒸汽发生器压力、堆芯出口温度及饱和温度、一回路向二回路的泄漏流量、二回路向大气的泄漏流量、破损蒸汽发生器二次侧水质量及一回路向二回路的泄漏质量、二回路向大气的泄漏质量及安全注射总质量(不包括安全注射箱)随时间的变化。

表 2.2-108 主蒸汽管道断裂同时 100 根蒸汽发生器传热管断裂的事件序列

事 件	时间 (s)
安全壳外主蒸汽管道断裂同时 100 根蒸汽发生器传热管断裂	0.0
安全注射信号(蒸汽压力低和蒸汽流量高的符合信号)产生	1.0
主给水隔离和辅助给水启动	1.0

续表	
事 件	时间 (s)
反应堆停堆	3.0
有效蒸汽隔离	8.0
安全注射箱开始注水	70.0
低压安全注射启动	153.0
操作员停反应堆冷却剂泵(安全注射信号后 5min)	301.0
操作员开始干预(安全注射信号后 10min);隔离破损 SG(给水侧);隔离安全注射箱	601.0
达到 RRA 投入条件 [一回路压力 $<2.8\text{MPa}$; $T_{\text{RK}} < 180^\circ\text{C}$ (投入时 $T_{\text{RK}} = 121^\circ\text{C}$)]	601.0
低压安全注射停运 ($T_{\text{RK}} < 90^\circ\text{C}$)	1043.0
破损 SG 一、二次侧压力平衡,泄漏停止 ^①	3600.0 (1h)

① 假设余热排出系统以 28°C/h 冷却反应堆冷却剂系统到接近 70°C 。

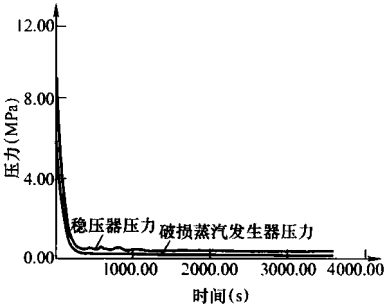


图 2.2-166 稳压器压力和破损蒸汽发生器压力随时间的变化

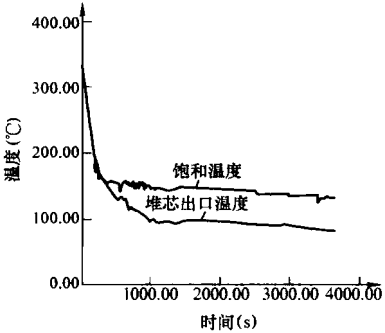


图 2.2-167 堆芯出口温度及饱和温度随时间的变化

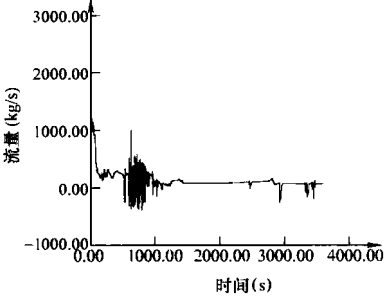


图 2.2-168 一回路向二回路的泄漏流量随时间的变化

上述分析表明,余热排出系统投入的条件在事故后 10min 达到,一回路向二回路的泄漏及二回路向大气的泄漏大约在事故后 1h 终止。第一道安全屏障(燃料元件包壳)始终保持完整。事故短期,相当于热段管道当量直径为 238.6mm 的一回路破口,不会导致包壳温度上升;事故长期,在换料水箱水排空前一回路向二回路的泄漏就已终止。堆芯余热由余热排出系统导出。保守估计,一回路向二回路

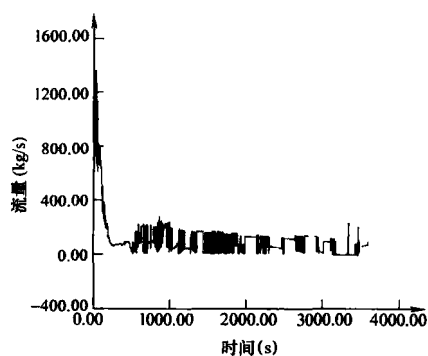


图 2.2-169 二回路向大气的泄漏流量随时间的变化

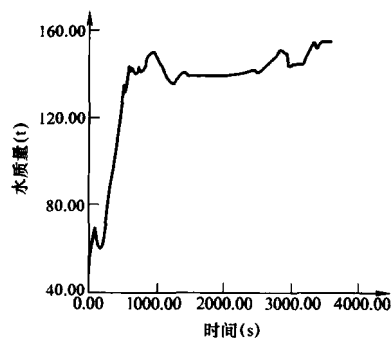


图 2.2-170 破损蒸汽发生器二次侧水质量随时间的变化

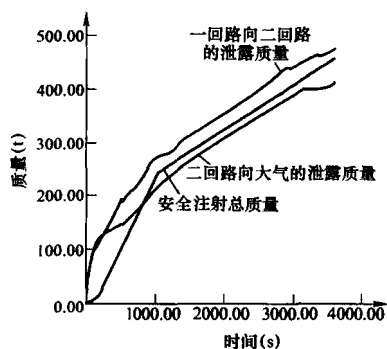


图 2.2-171 一回路向二回路的泄漏质量、二回路向大气的泄漏质量及安全注射总质量（不包括全注箱）随时间的变化

的泄漏量为 477t。瞬态过程中，约有 413t 蒸汽由二回路向大气释放，一回路冷却剂中所有放射性物质释放到大气。由于第一道安全屏障（燃料元件包壳）保持完整，采用现实假设模型，放射性后果低于 IV 类工况限值。

主蒸汽管道断裂同时一根或多根蒸汽发生器传热管断裂事故的放射性后果（即该事故向环境释放的放射性源项）列于表 2.2-109 中。分析表明，在厂区边界上事故后 0~2h 记录到的放射性物质的释放量，个人有效剂量当量为 $1.27\text{E}-02\text{Sv}$ ，甲状腺剂量当量为 $2.62\text{E}-01\text{Sv}$ ，它们均低于 GB 6249—1986 中规定的剂量当量限值。

表 2.2-109 主蒸汽管道断裂同时单根或多根蒸汽发生器传热管断裂（0~2h）的事故源项

核素名	环境释放源项 (GBq)	核素名	环境释放源项 (GBq)
^{131}I	$1.196\text{E}+4$	^{85}Kr	$1.696\text{E}+1$
^{132}I	$4.651\text{E}+3$	^{87}Kr	$3.598\text{E}+3$
^{133}I	$5.334\text{E}+3$	^{88}Kr	$5.643\text{E}+3$
^{134}I	$1.789\text{E}+3$	^{133}Xe	$1.946\text{E}+4$
^{135}I	$2.795\text{E}+3$	^{135}Xe	$9.426\text{E}+3$
$^{85\text{m}}\text{Kr}$	$2.077\text{E}+3$	^{138}Xe	$8.596\text{E}+3$

6.14 附录

事故分析中使用的主要计算程序见表 2.2-110。

表 2.2-110 主要计算程序

序 号	计算机程序	序 号	计算机程序
1	COMBAT	9	FRACAS
2	THEMIS	10	PERSEE
3	NARVAL	11	DEBAT
4	ESPADON	12	COMPATE
5	CINEMA	13	ACONDA
6	FLICA	14	REFLET
7	CANTAL	15	BART-F
8	MEDUSE		

第3章 核电厂的主要系统

核电厂的主要系统包括反应堆冷却剂系统；各种专设安全系统（如安注和安喷系统）；核辅助系统（如余热排出、化学和容积控制、三废系统等）；水—蒸汽转换系统（如主蒸汽和主给水系统）及电厂配套系统（如海水和消防系统等）。这些系统是核电厂长期安全运行的保证。从本章起，将对这些系统逐一进行介绍。

1 反应堆冷却剂系统

反应堆冷却剂系统保证导出堆芯裂变热，使反应堆安全运行，并作为核电厂第二道安全屏障的主要系统。系统内的主要设备包括反应堆压力容器、蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵、稳压器及主管道。本节着重阐述系统功能、设计基准及安全准则、系统描述、运行原则、控制原理及安全保证等方面的基本知识。

1.1 系统功能

反应堆冷却剂系统的功能主要有：

(1) 反应堆热量的传递。反应堆冷却剂系统的主要功能是将反应堆堆芯的裂变热传送到蒸汽发生器，然后由它传递给二回路系统。

(2) 中子慢化剂。反应堆冷却剂系统内的反应堆冷却剂作为堆芯中子慢化剂，使中子速度降低到热中子的范围。

(3) 反应性控制。反应堆冷却剂作为硼酸的溶剂，在反应性控制中用于补偿氙瞬态效应和燃耗。

(4) 反应堆冷却剂压力控制。为了防止不利于传热的偏离泡核沸腾（DNB）发生，由稳压器控制反应堆冷却剂压力。

(5) 反应堆冷却剂压力边界。反应堆冷却剂压力边界是核电厂的第二道安全屏障。根据反应堆冷却剂系统的设计要求，在发生燃料包壳破损事故时，反应堆冷却剂系统可作为防止放射性产物泄漏的边界。

1.2 设计基准与安全准则

在反应堆冷却剂系统设计和建造中，必须遵守我国国家核安全局颁布的核安全法规（HAF）、核安全导则（HAD）的安全要求；参照 IAEA 安全系列文件和国际标准组织颁布的规范和标准；参照发达国家有关核电设计建造的规范和标准，如法国的 RCC 系列规范以及美国国家标准（如 ASME、ASTM、ANS、ANSI、IEEE）等。

1.2.1 能量的导出

反应堆冷却剂系统的作用在于导出堆芯裂变热。设计应有足够的裕量，以确保在正常运行或异常运行工况下燃料中心温度不超过燃料设计限值，以及反应堆冷却剂系统不超过设计压力和温度。因此，应设置仪表以便对正常运行或异常运行工况下的系统参数进行监测，并设置控制装置使其参数保持在规定的限值内；反应堆冷却剂泵应设计成有足够的惯性，以保证在失去电源初期仍能有助于保证燃料元件的完整性。

1.2.2 一回路的隔离

设计要求实现一回路的隔离功能，所采用的隔离阀要求

高度可靠，在管道下游发生破损时能自动隔离。在与反应堆压力边界相连的管道上，要求串联安装两台隔离阀。

1.2.3 一回路的超压保护

按照法国建造规则要求，反应堆冷却剂系统的超压保护用三组先导式安全阀来实现。每组先导式安全阀均安装在与稳压器汽相空间相连的接管上。三组先导式安全阀排放出来的介质通往稳压器卸压箱。当反应堆冷却剂系统与余热导出系统相接后，反应堆冷却剂系统的超压保护由余热导出系统设置的先导式安全阀保证。

1.2.4 反应堆冷却剂系统的泄漏监测

反应堆冷却剂系统的泄漏分为可识别的泄漏和不可识别的泄漏。当预期的泄漏可收集或引导到一个确定的容器，并可以测量出流向该容器的流量时，定义为可识别的泄漏。不可识别的泄漏是可识别的泄漏以外的泄漏，这是一种不能确认其位置或可以确认其位置，但不能确认其流量的泄漏。设计要求反应堆冷却剂系统的泄漏监测装置（水位测量、流量测量和放射性浓度测量等）能迅速地测定反应堆冷却剂的任何泄漏。

1.2.5 分级

反应堆冷却剂系统的主要设备分为安全一级、规范一级、抗震一类和质保一级。

1.2.6 对灾害的防护

反应堆冷却剂系统对高能管道和中能管道破裂的后果应有防护措施（如实体分隔、防护隔间和管道甩击限制器等）。反应堆冷却剂系统应设计成在地震载荷下不会被破坏，功能不丧失。

1.2.7 耐辐照材料的选择

反应堆冷却剂系统及设备，特别是反应堆压力容器所用的材料都会受到强烈的高能中子辐照，这类材料的选择应满足相应的规定。

1.3 系统描述

1.3.1 系统组成描述

目前我国已投入商业运行的压水堆核电厂有秦山核电厂、大亚湾核电厂，秦山第二核电厂和岭澳核电厂，将要投入商业运行的压水堆核电厂还有田湾核电厂，正在建造的有秦山第二核电厂扩建工程和岭澳核电厂扩建工程以及正在设计的浙江方家山核电厂。

压水堆核电厂中反应堆冷却剂系统包括的设备类型基本相同，该系统每条标准环路电功率为 300MW。以秦山第二核电厂为例，核电厂共有两台机组，每台机组的电功率为 600MW，反应堆冷却剂系统包括并联连接到反应堆压力容器的两个相同的热传输环路。每个环路由一台反应堆冷却剂泵、一台蒸汽发生器和与其相连的管道、阀门和仪表组成。此外，该系统还包括一台与一个环路相连的稳压器。

反应堆冷却剂系统的范围如下：

(1) 反应堆压力容器及顶盖部件，包括控制棒驱动机构的耐压壳。

(2) 蒸汽发生器的反应堆冷却剂侧。

- (3) 反应堆冷却剂泵。
- (4) 稳压器。
- (5) 先导式安全阀。
- (6) 稳压器卸压箱。
- (7) 测温旁路。
- (8) 压力容器密封泄漏系统。
- (9) 上述主要部件之间相互连接的管道、阀门和附件。

(10) 与环路相连,并属于该环路的辅助系统,直到并包括第二个隔离阀。

下面以秦山第二核电厂为例,介绍反应堆冷却剂系统。秦山第二核电厂反应堆冷却剂系统流程图见图 2.3-1,其温度—负荷曲线见图 2.3-2;反应堆冷却剂压力对应的整定值见图 2.3-3。

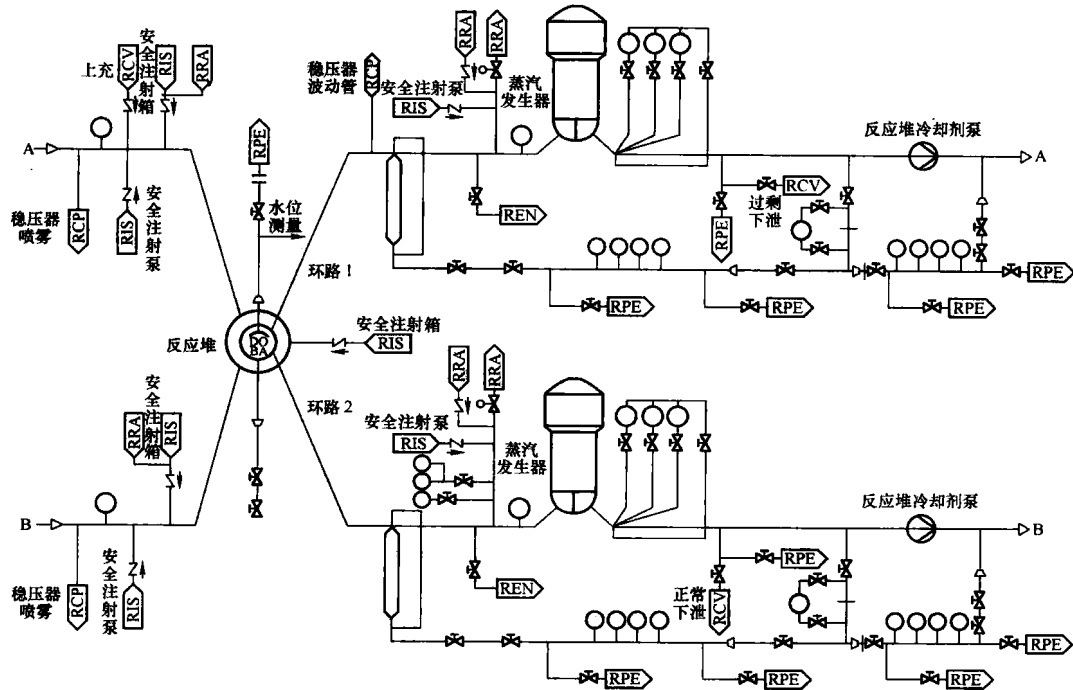


图 2.3-1 秦山第二核电厂反应堆冷却剂系统流程图

RRA—余热导出系统; RIS—安全注射系统; RCV—化容系统; RCP—反应堆冷却系统; RPE—疏排水系统; REN—取样系统

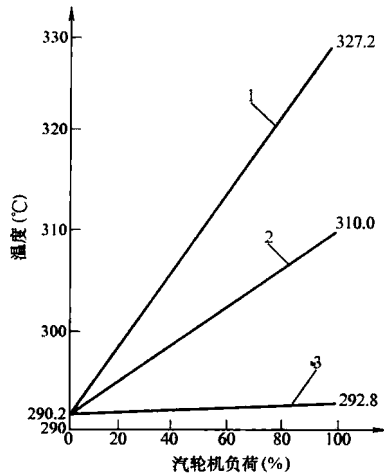


图 2.3-2 秦山第二核电厂温度与负荷曲线

1—反应堆出口温度; 2—反应堆平均值;
3—反应堆入口温度

1.3.2 主要参数

为便于比较,在表 2.3-1 中列出了我国秦山第二核电厂、大亚湾核电厂和正在设计的浙江方家山核电厂中反应堆冷却剂系统的主要设计参数。

1.3.3 主要设备描述

1.3.3.1 反应堆压力容器

反应堆压力容器是一个圆柱形容器,它的底部焊接的是

反应堆压力容器包含堆芯、堆内构件、控制棒、与堆芯及冷却剂循环通道直接相关的所有部件。冷却剂通过进口接

半球形底封头,上部为一个可拆的、用法兰连接和装密封环的、具有半球形的上封头(顶盖),容器有两个与反应堆冷却剂环路冷段连接的进口接管和两个与反应堆冷却剂环路热段连接的出口接管。这些接管位于低于反应堆压力容器法兰,但高于堆芯顶部的一个水平面上。

表 2.3-1 反应堆冷却剂系统主要设计参数

名 称	设 计 参 数		
	秦山第二核电厂	大亚湾核电厂	方家山核电厂
堆芯额定热功率(MW)	1930	2895	3050
稳压器运行压力(MPa)(绝对)	15.5	15.5	15.5
热工设计流量(m ³ ·h)	23 320	22 840	22 840
最佳估算流量(m ³ ·h)	24 290	23 790	23 790
机械设计流量(m ³ ·h)	25 260	24 740	24 740
反应堆入口温度(名义,℃)	292.8	292.4	292.2
反应堆出口温度(名义,℃)	327.2	327.6	327.8
反应堆平均温度(名义,℃)	310.0	310.0	310.0

注 表中的三种反应堆冷却剂流量之间的区别在于:热工设计流量用于确定反应堆堆芯热工性能;最佳估算流量是电厂正常运行时最可能的数值;机械设计流量用于确定主泵的容量和反应堆压力容器内部构件及燃料组件特性。

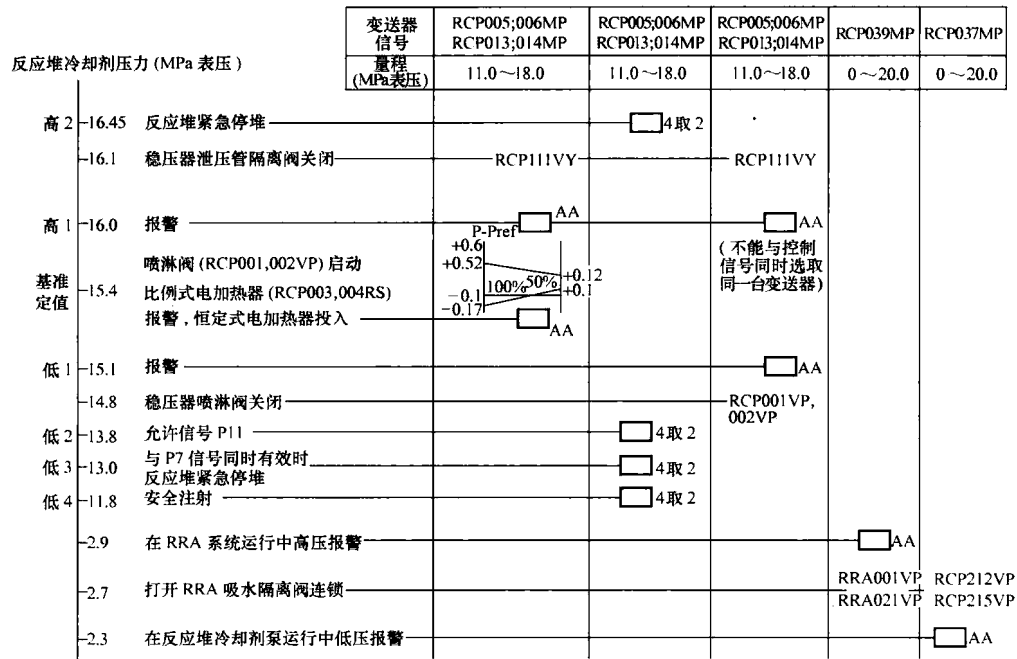


图 2.3-3 反应堆冷却剂压力对应的整定值

RRA—余热导出系统；RCP—反应堆冷却剂系统；VP—反应堆冷却剂；
VY—氢气；MP—压力测量；AA—报警；RS—电加热器

管进入容器，并且向下流过堆芯吊篮和容器壁之间的环形空间，在底部转向并向上流过堆芯到出口接管。

堆芯产生的热传给反应堆冷却剂，并传送到反应堆压力容器之外。压力容器的主体材料是 16MND5。反应堆压力容器的详细介绍见第 4 章第 1 节。

1.3.3.2 蒸汽发生器

蒸汽发生器用于产生饱和蒸汽。每台蒸汽发生器按照满负荷运行时传递 1/2 的反应堆热功率设计。蒸汽发生器为“60F”型立式 U 形管自然循环蒸汽发生器，它由带有内置式汽—水分离器的立式筒体和倒 U 形传热管束构成。

反应堆冷却剂从蒸汽发生器下部半球形封头的入口接管进入蒸汽发生器，流经倒 U 形管束，再从下部半球形封头的出口接管离开。下封头由一块从封头到管板的立式隔板分成进口和出口腔室。为了进入被分隔的封头两侧，各设一个人孔。

由反应堆冷却剂传送的热量通过管束的管壁传给二回路流体。二回路流体被加热并有部分蒸发。汽—水混合物向上流动，通过汽—水分离器和干燥器，最后通过蒸汽发生器椭圆封头顶部的出口接管流出。

给水在水位以下通过装在给水环上的 J 型给水管进入蒸汽发生器。给水与从汽水分离器中来的含汽水相混合，并在壳体与管束套筒形成的环形腔中向下流动，混合后的水沿径向进入管束下部，在向上沿管束流动过程中被加热和蒸发。

1.3.3.3 反应堆冷却剂泵

反应堆冷却剂泵是能在高温和高压下输送反应堆冷却剂的立式、单级可控制泄漏的离心泵。为了达到充分的传热，反应堆冷却剂泵要确保适当的堆芯冷却流量（至少等于热工设计流量），以维持偏离泡核沸腾比（DNBR）大于运行参数中的最小允许值。

反应堆冷却剂泵由三个主要部分组成：泵体、密封组件和电动机。泵体包括泵壳、热屏法兰、叶轮、导叶装置及其连接件；密封组件由串联布置的三级密封组成（第一级密封

是控制泄漏的液膜密封；第二级和第三级密封是摩擦面密封）；电动机是带有立式刚性轴、油润滑双向作用的推力轴承、油润滑径向轴承和带飞轮的防滴漏笼型异步电动机。泵的其他部件有轴、泵径向轴承、热屏蔽热交换器、联轴器、中间联轴节和电动机支架等。

通过保守的泵设计，要求的净正吸入压头始终小于系统设计和运行中能够达到的有效净正吸入压头。

反应堆冷却剂泵的飞轮、转子和电动机组件一起为泵提供足够的转动惯量，以便在泵惰转期间供给适当的流量。要求在丧失电源后，此惰转流量和随后的自然循环流量能给堆芯提供足够的冷却。

为防止发生气蚀，反应堆冷却剂泵在额定转速下所需的最小净正吸入压头大约为 125m 水柱（约 1.25MPa）。为了使可控的泄漏密封装置正常运行，要求 1 号密封装置两侧的最小压差约为 1.9MPa，此值高于泵的最小净正吸入压头。

反应堆冷却剂泵壳为一个整体铸造件，因此在泵壳上没有环焊缝。泵支座与泵壳铸成一体。

1.3.3.4 反应堆冷却剂管道

反应堆冷却剂管道是根据核电站所有预期的运行方式下达到的系统压力和温度进行设计和制造的。

在每台机组设置的两条环路中，每条环路均包括一台反应堆冷却剂泵和一台蒸汽发生器，两条环路并联到反应堆压力容器上。反应堆冷却剂管道将这些设备连接起来，直管段为离心铸造件，弯头为静力铸造件，接管嘴为锻件。反应堆冷却剂管道的最小尺寸应满足系统的要求。将蒸汽发生器和主泵吸入口之间的管道直径加大，以减少压降，并改善主泵吸入口的流动条件。在一条环路的热段上还连接有一根稳压器波动管线。主管道的主要特性和参数见表 2.3-2。

构成反应堆冷却剂环路的冷却剂管道、弯头和接管嘴均为奥氏体不锈钢或奥氏体—铁素体不锈钢。所有组成反应堆冷却剂系统的较小管道，如稳压器波动管、喷雾管和排放管、回路疏水管及与其他系统连接的管道都是奥氏体不锈

钢。在上充管接管嘴上设置了热套管。管道的结构材料能使腐蚀/磨蚀降低至最小,并保证与运行环境相适应。反应堆冷却剂环路的冷却剂管道材料见表 2.3-3。

表 2.3-2 主管道主要特性和参数

项目名称	参数	项目名称	参数
RCC-P 安全等级	1 级	运行压力(MPa)(绝对)	15.5
RCC-M 规范等级	1 级	热段(I·D)·内径(mm)	736.6
抗震分类	1 I	冷段(I·D)·内径(mm)	698.5
设计压力(MPa)(绝对)	17.2	过渡段内径(I·D)(mm)	787.4
设计温度(℃)	343	管道表面粗糙度(mm)	<0.006 3

表 2.3-3 反应堆冷却剂环路冷却剂管道材料

管道名称	材料
反应堆冷却剂环路管道(离心浇铸)	Z3CN20-09M RCC-M M3406
弯头(铸件)	Z3CN20-09M RCC-M M3403
管嘴(锻件)	Z2CND18-12 RCC-M M3301
波动管	Z2CND18-12(控氮) RCC-M M3304

所有对接焊缝、支管连接焊缝及管座焊缝均为全焊透设计。

对于波动管和所有管径为 698.5mm (27.5in) 及更大的管道,按照要求对每根管子和管件进行 100% 壁厚的体积检查。对每根加工完的管子和管件的内(可接近时)、外表面进行液体渗透检查。

1.3.3.5 稳压器

稳压器是一个立式圆筒形高温、高压容器。承压壳体是由三段圆柱形筒体与上、下半球形封头组件组焊而成。

稳压器用于调节因负荷瞬态引起的压力正波动和负波动。在正波动时,喷淋系统凝汽稳压器内的蒸汽,防止稳压器压力达到先导式安全阀的整定值。在负波动时,由于水的闪蒸和电加热元件自动投入而产生蒸汽,使压力维持在反应堆紧急停堆整定值以上。

在计算稳压器的总容积、最小汽相容积及水相容积时,要满足的设计要求包括:稳压器内饱和水和蒸汽的总体积足以系统的体积变化提供所要求的压力响应;水容积足以在 10%FP 的阶跃增负荷时使电加热元件不致暴露出水面;蒸汽容积足够大,在反应堆自动控制有效的情况下能适应失去 100%FP 负荷和蒸汽排放 85% 所引起的波动,而稳压器水位不会达到反应堆高水位紧急停堆的整定值;蒸汽容积还要满足在电站失去负荷,并由高水位触发紧急停堆,反应堆控制和蒸汽排放系统均失效的情况下,保证水不会由安全阀排出;反应堆紧急停堆及汽轮机跳闸不会使稳压器排空;在反应堆紧急停堆和汽轮机跳闸时不会触发安注信号。

整个稳压器由低合金钢制成,所有与反应堆冷却剂直接接触的内表面上均堆焊了奥氏体不锈钢。

1.3.3.6 安全阀

(1) 安全阀功能。稳压器上设置三个安全阀组提供反应堆冷却剂系统的超压保护。每一个阀组由串联安装的两台阀门组成:一台提供卸压功能的上游阀门,称为“保护阀”;一台提供隔离功能的下游阀门,称为“隔离阀”。

第一个安全阀组(释放功能)的容量设计是在电源全部丧失的情况下,假定喷淋流量同时丧失,此时限制反应堆冷却剂系统最大负荷处的压力值低于设计压力。其余两组(安全功能)的容量则按最严重的超压工况设计,即按由于全部主蒸汽隔离阀关闭造成负荷完全丧失的工况设计。在确定安

全阀组的数量以及它们的释放容量时,必须允许考虑由于一个稳压器安全阀组误开启引起的反应堆冷却剂系统卸压。每个阀组的过大容量也是不推荐的,因为在瞬态开始时它增加了由于快速降压引起 DNB(偏离泡核沸腾)的危险。

阀门设计瞬态是:考虑汽轮机组的蒸汽流量全部丧失,同时所有蒸汽发生器的安全阀不动作。在确定稳压器的排量时,不考虑主给水系统、蒸汽排放系统、稳压器水位和压力控制系统和蒸汽管路上的卸压阀投入运行。安全阀主要特性和参数见表 2.3-4。

表 2.3-4 安全阀主要特性和参数

名 称		参 数		
RCC-P		安全 1 级		
RCC-M		1 级		
抗震分类		11		
保护阀数		3		
隔离阀数		3		
排量(在 17.2MPa 下)(t/h)		170		
设计压力(MPa)(绝对)		17.2		
设计温度(℃)		360		
介质		饱和蒸汽		
阀组名称		阀组整定压力(MPa)(绝对)		正常位置
		开启	关闭	
第 1 阀组 (释放功能)	安全阀	16.6	16.0	关
	隔离阀	14.6	13.9	开
第 2 阀组 (安全功能)	安全阀	17.0	16.4	关
	隔离阀	14.6	13.9	开
第 3 阀组 (安全功能)	安全阀	17.2	16.6	关
	隔离阀	14.6	13.9	开

安全分析的假定是电厂在额定功率水平下运行,反应堆冷却剂系统的平均温度和压力处于最大值(包括仪表和控制系統误差)。

在正常运行期间,保护阀关闭,隔离阀开启。如果保护阀在开启之后回座时失效,则隔离阀关闭,防止反应堆冷却剂系统进一步卸压。

(2) 安全阀结构。稳压器安全阀是先导式阀门。每一台安全阀由两个主要部分组成:主阀和先导箱。

主阀是一个液压启动阀,提供卸压功能。它包括一个装有喷嘴的下阀体和一个装有活塞的上阀体。主阀瓣位于喷嘴上,活塞使阀瓣压到喷嘴,而且活塞的表面积比阀瓣的表面积大。

阀门的先导箱部分起压力传感和控制的作用,它由受稳压器压力作用的活塞构成。活塞启动一根由一个调节弹簧定位的传动杆,传动杆借助一个控制板操纵两个先导阀盘 R1 和 R2。

阀门的先导箱与主阀及稳压器实体隔离。它由脉冲及先导管线与稳压器和主阀连接。在稳压器与先导箱之间装有一个凝汽罐以保护先导箱不受高温蒸汽的影响。

在先导箱的底部装有一个电磁线圈,它直接作用在传动杆和控制板上,从而操纵两个先导阀盘的启闭。该电磁线圈提供一种使先导阀头直接卸压的方法,以便远距离手动强制开启阀门。

稳压器先导式安全阀原理图见图 2.3-4。

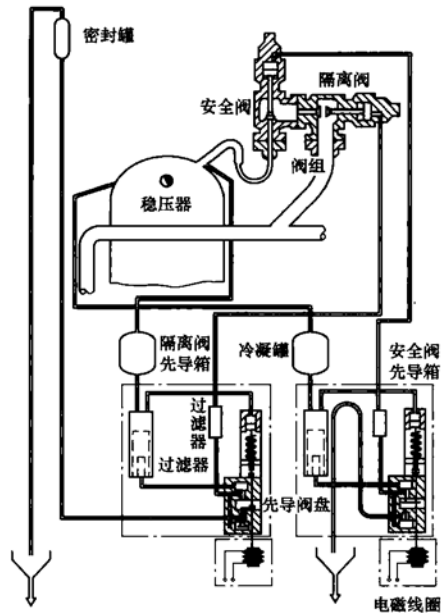


图 2.3-4 先导式安全阀原理图

1.3.3.7 稳压器卸压箱

稳压器卸压箱是一个卧式带半球封头的圆柱形容器。稳压器卸压箱的容量按照凝汽和冷却稳压器一次排放量设计，不按稳压器连续排放设计。这个排放量等于满功率下 10% 稳压器的蒸汽容积。卸压箱还接受辅助系统安全阀的排放和阀门引漏排水。卸压箱内的水容积能够吸收设计排放量的热量。卸压箱内覆盖氮气的容积设计按一次排放后限制最大压力达到 0.45MPa（绝对）考虑。卸压箱设计压力（爆破盘整定压力值）为选定的氮气最大设计压力的两倍。卸压箱和爆破盘的设计还考虑了因卸压箱疏水排放且没有氮气补充所产生的真空。

卸压箱内通常容纳水和氮气。通过对箱内气体的定期取样，分析可能聚集的氢和（或）氧来判断箱内状态。当需要排放时，在氮气压力作用下，将卸压箱中不可凝气体及安全阀排放的蒸汽排入核岛疏水排气系统中。

卸压箱水位以下的鼓泡管与稳压器卸压管线用一根法兰接管连接，并通过鼓泡管将蒸汽排入卸压箱内。卸压箱还装有一根核岛疏水排气系统供水的内置喷淋管和一根疏水管线，以便在蒸汽排放时可以将卸压箱冷却。在正常运行期间由一根设备冷却水系统供水的冷却盘管维持卸压箱水温不变。卸压箱还设置有两个爆破盘，当卸压箱超压时，卸压箱内的介质通过两个爆破盘排放，进入安全壳大气。

1.3.4 布置

反应堆冷却剂系统全部都位于安全壳内，而且大多布置在飞射物屏障内侧，但也有布置在飞射物屏障外侧的设备，如稳压器卸压箱、反应堆冷却剂泵轴密封的立管和控制传感器等。

稳压器及其有关的阀门都由屏障专门防护，使之与反应堆冷却剂管道隔离。

在测温旁路测温段的每侧设置了两个串联的隔离阀以便维修电阻式温度探测器。与主管道连接最近的隔离阀位于反应堆压力容器管嘴标高之上，这样在冷停堆期间不排放反应堆冷却剂就可对阀门进行维修。此外，在每条测温旁路上装有排气和疏水管，并设有隔离阀，以便于维修。

一些连接辅助系统的接管都布置在反应堆冷却剂管道中

心线之下，如余热排出泵吸入管线、一回路疏排水管线和下泄管线等。

典型的反应堆冷却剂系统主要设备布置图见图 2.3-5。

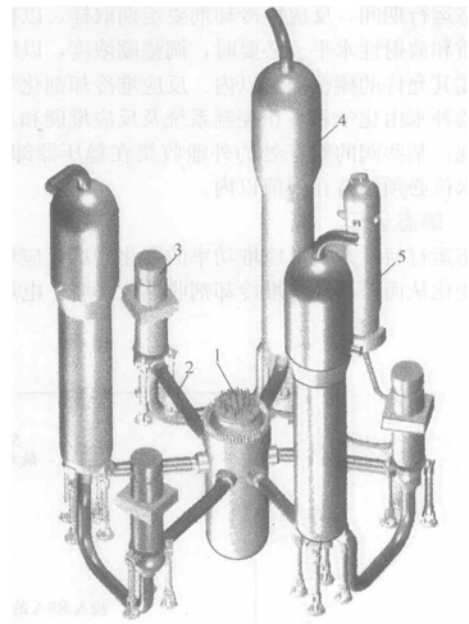


图 2.3-5 典型的反应堆冷却剂系统主要设备布置图

1—反应堆压力容器；2—主管道；3—反应堆冷却剂泵；

4—蒸汽发生器；5—稳压器

1.3.5 与反应堆冷却剂系统相连接的系统

(1) 与反应堆冷却剂系统相连接的机械系统包括：给水流量控制系统；蒸汽发生器辅助给水系统；汽机旁路系统；化学和容积控制系统；余热排出系统；安全注入系统；核取样系统；核岛疏水排气系统；反应堆硼和水的补给系统；核岛氮气分配系统；设备冷却水系统；仪表用压缩空气分配系统；反应堆换料水池和乏燃料水池的冷却和处理系统。

(2) 与反应堆冷却剂系统相连接的电气系统包括：6.0kV 交流正常配电系统；正常低压交流配电系统母线；电站应急低压交流配电系统母线；直流电源分配母线；反应堆保护系统；核系统控制系统；控制室；计算机和数据处理系统；应急停堆盘。

1.4 运行原则

1.4.1 正常运行

反应堆冷却剂系统的正常运行是对应于电站的功率运行；该系统的稳态运行对应于电站的基负荷运行；正常瞬态对应于负荷跟踪过程中的功率变化。

1.4.1.1 稳态运行

稳态运行特征是：压力维持在 15.5MPa（绝对）；根据负荷的不同，平均温度为 290.8~310.0℃；稳压器水位为满水位的 25.3%~59.6%。这时，两台反应堆冷却剂泵正处于运行中，并传送必需的冷却剂流量，从而将堆芯所产生的热量通过两台蒸汽发生器传递到二回路系统。通过对稳压器的加热或喷雾来控制反应堆冷却剂的压力。喷雾阀装有下部挡块，以便保持连续的喷雾流量，从而减少喷雾管的热应力，并有助于在稳压器中维持均匀的水化学和温度。电加热器将水保持在饱和温度以维持恒定的系统压力。反应堆冷却剂的温度利用装在测温旁路上的温度计进行测量，这些温度值取决于反应堆的功率水平。对每个环路计算出反应堆冷却剂温差 ΔT （热段温度减去冷段温度）和冷却剂平均温度

T_{avg} (热段和冷段温度之平均值)。这些信号用于反应堆控制和保护动作,即温差过大时报警和紧急停堆;二回路系统的控制;控制棒组的移动控制;稳压器程序水位整定值的计算。稳态运行期间,反应堆冷却剂要定期取样,以核查硼浓度、水质和放射性水平。必要时,调整硼浓度,以维持各控制棒组在其允许的棒位限值以内。反应堆冷却剂化学控制和泄漏补偿补水由化学和容积控制系统及反应堆硼和水补给系统来实现。某些阀的阀杆处的外泄收集在稳压器卸压箱内。该箱的水位必须维持在限值以内。

1.4.1.2 瞬态运行

瞬态运行特性是:反应堆功率的变化造成反应堆冷却剂温度的变化而引起反应堆冷却剂收缩或膨胀。电厂负荷降

低引起反应堆冷却剂平均温度暂时升高,并伴随冷却剂容积增加。这种容积的膨胀引起稳压器中的水位增高,并引起压力升高直到喷雾阀开启。反应堆冷却剂喷入蒸汽空间,并凝汽一部分蒸汽。这种骤冷作用降低了稳压器的压力。电厂负荷增加引起反应堆冷却剂平均温度暂时降低,并伴随冷却剂容积收缩。于是冷却剂从稳压器流入环路,从而降低了稳压器的水位和压力。稳压器中的水急剧蒸发以限制压力降低。启动电加热器,加热稳压器中剩余的水,从而限制压力进一步降低。化学和容积控制系统使稳压器水位达到新的程控水位。如果长期维持这个新功率水平,那么可能需要对硼浓度作一些调整以确保维持停堆深度。

电厂的标准运行工况见图 2.3-6。

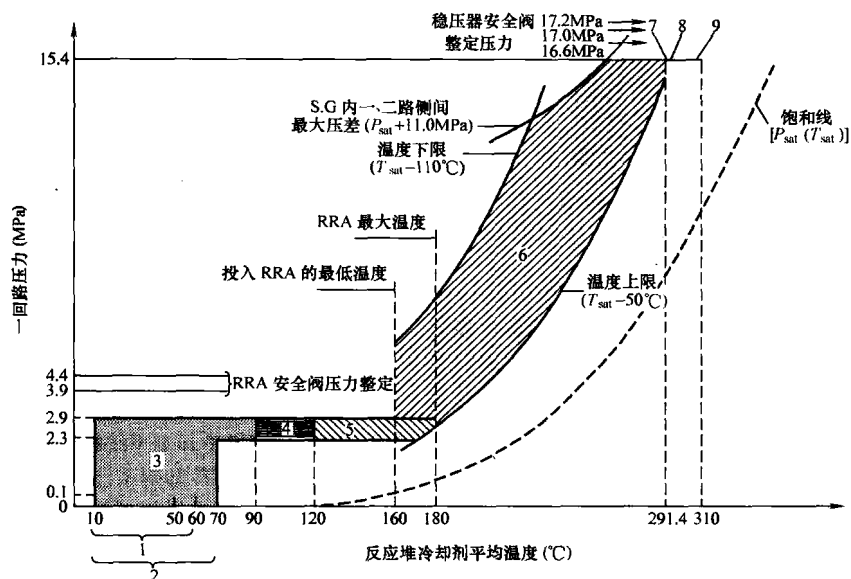


图 2.3-6 核电厂标准工况图

1—换料冷停态; 2—维修冷停态; 3—正常冷停态; 4—单相中停态; 5—过渡中停态;
6—两相中停态; 7—热停态; 8—热备用态; 9—功率运行态

1.4.2 特殊稳态运行

反应堆冷却剂系统的其他稳态对应于不同的工况,它们是热备用、热停堆、余热排出系统关闭情况下的正常中间停堆、余热排出系统投运(进行调节)情况下的双相中间停堆、余热排出系统投运(进行调节)情况下的单相中间停堆、正常冷停堆、维修冷停堆和换料冷停堆。

1.4.2.1 热备用

在热备用运行状态时,反应堆正处于临界;功率低于 2%FP;控制棒组的位置与处于功率运行时相同。这时两台主泵都在运行,反应堆冷却剂压力由稳压器压力自动控制维持在 15.5MPa (绝对)。稳压器水位被调节在零负荷水位。冷却剂平均温度保持在大约 290°C,它由汽轮机旁路系统(蒸汽排放到主凝汽器或大气中)控制。蒸汽发生器水位由主给水系统或辅助给水系统维持。与正常运行一样,反应堆冷却剂系统的化学和容积控制由化学和容积控制系统及反应堆硼和水的补给系统执行。

根据启堆前热备用时间的长短,可能需要抵消氙效应。停堆后,氙逐渐积累并增加停堆深度。从满功率工况停堆后大约 8h,氙效应达到最大值。如果维持热备用超过这个时间,氙的衰变会使停堆深度减少,这就需要冷却剂硼化来抵消氙的衰变以维持停堆。如果要迅速恢复功率,则可能需要稀释硼来抵消氙的积累。但是,当氙浓度达到峰值后,随着氙的衰减,必

须对冷却剂进行加硼,使反应堆维持在次临界状态。

1.4.2.2 热停堆

当反应堆处于次临界,而且最小停堆深度取决于冷却剂硼浓度时,认为反应堆处于热停堆。此时至少有一台反应堆冷却剂泵在运行,并有一台蒸汽发生器投入使用。为使稳压器最佳运行,运行的两台泵中应包括 1 号环路的泵(1 号环路与稳压器波动管相连)。反应堆冷却剂压力由稳压器自动控制维持在 15.5MPa (绝对),稳压器水位保持在零负荷水位值。冷却剂平均温度调节在 290.8°C,并由汽轮机旁路系统控制。蒸汽发生器水位由给水系统控制。反应堆冷却剂系统的化学和容积控制由化学和容积控制系统和反应堆硼和水的补给系统执行。

1.4.2.3 中间停堆

(1) 正常中间停堆。当处于余热排出系统关闭情况下的正常中间停堆时,反应堆处于次临界,其停堆深度取决于冷却剂的硼浓度;反应堆冷却剂的平均温度为 160~290.8°C;反应堆冷却剂压力为 2.8~15.5MPa (绝对)。这时至少有一台反应堆冷却剂泵保持运行,以便将堆芯衰变热传到蒸汽发生器,并再传递给二回路系统。为了稳压器更好地运行,运行的泵最好是与稳压器相连的环路上的泵。反应堆冷却剂压力由稳压器手动控制,稳压器水位保持在零负荷水位值。反应堆冷却剂温度由蒸汽发生器和汽轮机旁路系统进行控

制。蒸汽发生器水位由给水系统控制。化学和容积控制系统及反应堆硼和水的补给系统在运行。

(2) 双相中间停堆。当余热排出系统投运情况下的双相中间停堆时,反应堆处于次临界;平均温度为 $120\sim 180^{\circ}\text{C}$;压力约为 2.6MPa (绝对),即 $2.4\sim 2.8\text{MPa}$ (绝对);余热排出系统投入运行。这时至少有一台反应堆冷却剂泵(1号环路)投入运行。如果该泵无法启用,则另外一台泵必须投入运行。反应堆冷却剂系统和余热排出系统之间的连接开通,反应堆冷却剂流量的一部分流入余热排出系统,排出堆芯衰变热,再经安注系统的安注箱排出管返回到反应堆冷却剂系统。反应堆冷却剂的温度通过调节流经余热排出系统热交换器的冷却流量来控制。冷却剂压力由稳压器维持恒定,稳压器水位也维持在某一恒定值。化学和容积控制系统和反应堆硼和水的补给系统在运行。反应堆冷却剂泵的运行有助于维持反应堆冷却剂的均匀性。超压保护由余热排出系统安全阀保证。

(3) 单相中间停堆。当处于余热排出系统投运情况下的单相中间停堆时,与上述工况的区别为稳压器的汽空间已消失;同前述状态一样反应堆处于次临界;平均温度为 $90\sim 120^{\circ}\text{C}$;压力约为 2.6MPa (绝对),即 $2.4\sim 2.8\text{MPa}$ (绝对)。除反应堆冷却剂压力由化学和容积控制系统控制外,其余如前所述。

1.4.2.4 正常冷停堆

当反应堆处于正常冷停堆时,反应堆次临界深度至少为 1000pcm ;反应堆压力容器是封闭的;反应堆冷却剂的平均温度为 $10\sim 90^{\circ}\text{C}$;反应堆冷却剂压力不大于 2.8MPa (绝对)。当反应堆冷却剂平均温度高于 70°C 时,至少有一台反应堆冷却剂泵在运行,以保证冷却剂的化学特性和温度均匀,并防止形成冷水死区。热量的导出和反应堆冷却剂温度的控制由余热排出系统执行。反应堆冷却剂压力由化学和容积控制系统控制。余热排出系统安全阀对系统进行超压保护。反应堆冷却剂系统的化学和容积控制由化学和容积控制系统及反应堆硼和水的补给系统一起共同执行。当反应堆冷却剂温度低于 70°C 时,停运正在运行的反应堆冷却剂泵。使用余热排出系统泵来维持冷却剂的均匀性。

1.4.2.5 维修冷停堆

在维修冷停堆工况下,反应堆次临界深度至少为 5000pcm ;反应堆冷却剂系统打开,硼浓度大于 2100mg/kg ;反应堆冷却剂平均温度为 $10\sim 70^{\circ}\text{C}$;反应堆冷却剂系统压力为大气压,并为维修冷停堆排出部分冷却剂。这时堆芯余热排出和反应堆冷却剂温度由余热排出系统和乏燃料储存水池冷却及净化系统(作为余热排出系统的备用)控制。用余热排出系统泵维持反应堆冷却剂的均匀性。反应堆冷却剂系统的化学和容积控制由化学和容积控制系统及反应堆硼和水的补给系统一起共同执行。

1.4.2.6 换料冷停堆

换料冷停堆工况要求反应堆次临界深度至少为 5000pcm ,所有安全棒和控制棒组均插入;反应堆压力容器打开,硼浓度大于 2100mg/kg ;反应堆冷却剂平均温度为 $10\sim 60^{\circ}\text{C}$ 。温度 10°C 是一个包含安全余量的限值,以防止硼酸结晶;温度 60°C 为方便人员操作的限值。这时的系统运行与维修冷停堆中所述情况相同。

1.4.3 启动和正常停堆

1.4.3.1 启动

核电厂启动定义为反应堆从冷停堆到热备用的运行。这种热备用的工况是通过使用反应堆冷却剂泵使加热的冷却剂

先达到热停堆工况,随后进入临界而达到的。

(1) 预备运行。假设反应堆处于换料或维修冷停堆工况,在核电厂启动前需排干反应堆堆腔,然后对反应堆冷却剂系统充水和加压。如反应堆堆腔充满了水,那么用余热排出系统将水排放至反应堆压力容器的法兰水平处。排放后,封闭反应堆压力容器。如有必要,应对冷却剂环路和稳压器放气,并且用化学和容积控制系统上充泵将其充满具有适当硼浓度的水。蒸汽发生器二次侧充水到正常启堆水位。在静态放气后,用化学和容积控制系统上充泵将反应堆冷却剂系统加压到反应堆冷却剂泵的最低运行压力。当泵运行所需的足够的净正吸入压头及通过1号密封的压降和泄漏量满足要求时,反应堆冷却剂泵可以逐次启动以完成动态排气。在反应堆冷却剂泵运行时,用一台上充泵和下泄通道来保持冷却剂的压力恒定。上充泵向反应堆冷却剂泵轴封提供密封注水。在稳压器卸压箱中建立氮气垫,正常的运行温度、压力和水位。放气完成后,反应堆冷却剂压力恢复到反应堆冷却剂泵最小运行压力。

(2) 反应堆冷却剂加热到 180°C ,余热排出系统投入运行。在反应堆冷却剂泵启动以前,通过低压下泄阀将反应堆冷却剂压力调到大约 2.6MPa (绝对),并且在加热时维持不变。当形成稳压器蒸汽空间时,反应堆冷却剂压力靠稳压器手动控制。启动反应堆冷却剂泵以加热反应堆冷却剂环路,投入稳压器加热器以加热稳压器。喷雾阀全开以保证在环路和稳压器有均匀的温度和化学特性。反应堆冷却剂环路加热速率限制在 28°C/h ,并可用余热排出系统控制。

在反应堆冷却剂温度达到 120°C 以前(通常在 80°C),加入化学物,特别要加联氨以消除系统中的氧。当反应堆的化学特性可接受时,关闭稳压器喷雾阀,以便独立地加热反应堆冷却剂环路和稳压器。稳压器加热速率会增加,但不超过 56°C/h 。

通过稳压器加热器和喷雾对该速率加以控制。对温升加以监测以维持稳压器内冷却剂温度比环路内冷却剂温度高,其温差为 $50\sim 100^{\circ}\text{C}$,从而保证在稳压器内而不会在反应堆压力容器内出现闪蒸。

当反应堆冷却剂温度达到 180°C ,化学和容积控制系统动作,减少余热排出系统的下泄流,同时增加通过化学和容积控制系统下泄孔板的下泄流量。当化学和容积控制系统的下泄变得足够大时,余热排出系统与反应堆冷却剂系统隔离。

在余热排出系统隔离前,进行稳压器安全阀的动作试验(每次换料停堆后)。

在此过程中,反应堆冷却剂的净化是由化学和容积控制系统通过余热排出系统与化学和容积控制系统的连通完成的。对反应堆冷却剂添加化学物后,冷却剂硼浓度达到冷停堆值。当反应堆硼和水补给系统的硼浓度远低于反应堆冷却剂硼浓度时,反应堆硼和水补给系统补水停止。

当稳压器温度达到反应堆冷却剂系统压力 $[2.6\text{MPa}$ (绝对)]下的饱和温度时,开始蒸发,汽空间形成;并且稳压器水位下降至零负荷水位(通过减少上充流)。在此期间,低压下泄阀的运行转换到化学和容积控制系统方式,同时,反应堆冷却剂压力由运行人员进行手动控制(对稳压器喷雾和电加热器的操作)以维持稳压器内的饱和状态。当达到零负荷水位时,稳压器水位控制切换到自动运行。

(3) 当反应堆冷却剂加热到 180°C 以上时,启动反应堆冷却剂泵,加热至热停堆以前的状态,反应堆保持次临界。在此过程中,由稳压器加热器和喷雾控制稳压器的加热速

率,以维持反应堆冷却剂环路和稳压器之间的温差为 50~110℃;冷却剂加热速率限制到 28℃/h。加热速率通常由蒸汽排放控制。通过上充流控制,保持稳压器水位在其设定值。冷却剂膨胀流量(由于温升造成)排往硼回收系统暂存箱。

此时的反应堆冷却剂压力由稳压器加热器和喷雾阀手动控制。当压力达到约 8.5MPa(绝对)时,隔离 3 个下泄孔板中的一个以限制下泄流量。在增压过程中,必须定期将密封水注入流量调整到其名义值。

如果反应堆压力容器被打开过,那么应在容器密封上做热态泄漏试验(反应堆冷却剂温度约为 275℃)。通过手动控制稳压器加热器和喷雾获得试验压力。在试验过程中,通过向大气排放蒸汽来维持反应堆冷却剂的温度恒定。如果试验合格,则通过手动喷雾阀控制降低冷却剂压力,并继续加热。如果试验不合格,那么为进行校正维修,反应堆必须回到冷停堆工况。

当反应堆冷却剂温度和压力达到 290.8℃和 15.5MPa(绝对)时,压力控制转换到自动运行。反应堆处于热停堆状态。

在加热过程中,由化学和容积控制系统通过下泄和上充通道对反应堆冷却剂进行净化。在稳压器蒸汽空间形成前,核查稳压器中上、下部分冷却剂的均匀性,在汽腔形成过程中,核查蒸汽空间的氧和氨的浓度(氨是因除氧所添加的联氨分解而产生的)。若蒸汽空间的氧和氨的浓度超标,则将蒸汽排放到稳压器卸压箱。

(4) 从热停堆到热备用的转换。这两种标准工况的差异仅在于反应堆临界程度不同。若在升温期间的末期反应堆处于次临界,则通过硼稀释使反应堆进入临界以便达到相应于零功率的硼浓度。在稀释过程中,必须手动控制稳压器加热器以确保冷却剂环路和稳压器之间硼浓度的均匀性。

1.4.3.2 正常停堆

核电厂的正常停堆是为维修或换料使反应堆从功率运行过渡到冷停堆所需要的全部操作。它包括:从功率运行到热备用的转换;从热备用到热停堆的转换;从热停堆到冷停堆的转换;从冷停堆到维修冷停堆或换料冷停堆的转换。

(1) 从功率运行到热备用的转换。在转换过程中冷却剂压力由稳压器自动控制,并保持恒定。稳压器水位和反应堆冷却剂平均温度逐步下降到零负荷设计值。在热备用工况时,反应堆功率处于低于 2%FP 的临界状态。两台反应堆冷却剂泵投入运行。

(2) 从热备用到热停堆的转换。在转换过程中,为使反应堆达到次临界,必须提高反应堆硼浓度。在加硼过程中,手动控制稳压器加热器加热和喷雾,保证反应堆冷却剂和稳压器的硼浓度保持均匀。在这个瞬态过程中,反应堆冷却剂压力保持恒定;由于蒸汽向主凝汽器排放,反应堆冷却剂温度保持恒定;稳压器水位由化学和容积控制系统保持恒定。热停堆时,至少有一台反应堆冷却剂泵保持运行。

(3) 从热停堆到冷停堆的转换。在转换过程中,包括冷却剂温度降到 180℃和冷却到 180℃以下两个阶段。

在冷却剂温度降到 180℃这个阶段中,至少一台反应堆冷却剂泵保持运行,以便将堆芯剩余衰变热传送到二回路系统。将稳压器恒定输出电加热器组供电切除。通过将蒸汽排到主凝汽器或者排放到大气,冷却剂以 28℃/h 的最大速率进行冷却。为了冷却稳压器,将与运行的反应堆冷却剂泵相关联的喷雾阀打开。至少要保持连续的喷雾流量,以防止对管道的热冲击和保持稳压器及冷却剂环路中的水化学均匀。

稳压器冷却速率控制限制到 56℃/h。稳压器和冷却剂环路之间的温差限制到 50~110℃范围内。反应堆冷却剂收缩(由于温度降低)由反应堆硼和水的补给系统通过化学和容积控制系统自动进行补偿。稳压器水位仍保持自动控制。

从冷却一开始,反应堆冷却剂的压力控制就改为手动操作。在系统降压期间,应该监测反应堆冷却剂压力的变化,使压力和温差值维持在规定的范围之内。下泄流量通过使用适当数量的下泄孔板和低压下泄阀维持在正常值。每台反应堆冷却剂泵密封注入水流量通过调节主密封水控制阀维持在它的正常值。当反应堆冷却剂压力和温度分别达到 2.8MPa(绝对)和 180℃时,必须用余热排出系统完成进一步冷却。

在冷却剂温度降到 180℃以下这个阶段中,系统初始压力为 2.8MPa(绝对),温度为 180℃,至少一台反应堆冷却剂泵在运行。在此阶段的冷却由余热排出系统完成。流经余热排出系统热交换器的冷却剂流量用手动调节,使冷却剂降温速率控制在 28℃/h。当反应堆冷却剂温度达到 70℃,运行的反应堆冷却剂泵必须停止,并继续降温到 60℃。在冷却剂温度为 120℃时,向二回路水添加化学物。在该冷却期间,系统的压力保持恒定。在稳压器蒸汽空间消失前,由稳压器喷雾阀和比例加热器手动控制压力。稳压器水位处于自动控制。当余热排出系统与化学和容积控制系统接通时,可消除稳压器蒸汽空间,稳压器水位切换到手动控制,增加上充流量直到蒸汽空间完全消失。当稳压器充满水时,上充流量恢复到其正常值,反应堆冷却剂压力由低压下泄阀按反应堆冷却剂系统方式控制。稳压器喷雾阀全开以利于在稳压器和冷却剂环路中维持均匀的化学性质和温度。

在反应堆冷却剂开始降温之前,根据最终要达到的工况,必须将冷却剂硼浓度调整到所期望的值。通过反应堆硼和水补给系统以及化学及容积控制系统进行加硼。如果停堆的目的是为了维修或换料,则必须定期对冷却剂除气以减少其放射性和氢含量。在停堆的第一阶段,在启动余热排出系统前,通过增加下泄流量(打开第二个下泄孔板)和改变化学及容积控制系统的容控箱水位至其量程的 90%以上进行除气。在停堆的第二阶段,余热排出系统投入运行的同时,通过将最大下泄流量返回到反应堆冷却剂系统之前转送至硼回收系统除气塔进行除气。在冷却过程中,必须定期地核查水化学和冷却剂硼浓度。

(4) 在冷停堆到维修或换料冷停堆的转换过程中,余热排出系统用来冷却反应堆冷却剂系统达到维修或换料冷停堆工况。反应堆冷却剂压力通过开启低压下泄阀而降低。当反应堆冷却剂压力达到 0.3MPa(绝对)时,在化学和容积控制系统容控箱内建立较高的压力,上充泵停运,由容控箱的重力给水保持密封水注入。通过接通化学和容积控制系统和余热排出系统,由余热排出系统泵输送反应堆冷却剂以进行净化。乏燃料储存水池冷却系统用作余热排出系统的备用系统。在系统排水前,稳压器上封头和反应堆压力容器封头与氮气分配系统管线接通,在水排到维修水位后,可松掉反应堆压力容器顶盖螺栓并吊走。为了换料,用乏燃料储存水池冷却系统和低压安注泵向堆腔注满水。

1.4.4 其他运行

1.4.4.1 失水事故

反应堆冷却剂系统的管道破裂或与第一个隔离阀内该系统相连的任何管道破裂定义为失水事故(LOCA)。

发生大破口(破口等效直径在 34.5cm 以上)情况时,安注系统投入运行,注入水先注满压力容器下空腔,然后到

达堆芯活性段的底部。开始淹没堆芯活性段底部,有一部分水注入堆芯后与燃料棒接触,变成蒸汽,然后经破口流出。

如果达到相应的安全壳压力高(H4)整定值,安全壳喷淋系统将自动投入,降低安全壳的压力和温度,以保护安全壳的完整性,并限制向大气的放射性释放。在喷淋流体中加入化学添加剂,使它与碘结合,以降低安全壳大气中放射性碘的浓度。

安全注射系统和喷淋系统开始都由换料贮水箱供水。该水箱水位降低到某个整定值时,这两个系统自动切换到再循环运行模式。

当发生中破口(破口等效直径为2.5~25cm)事故时,反应堆冷却剂系统的压力迅速下降,引起反应堆停堆。当压力下降到稳压器压力低一低压整定值时产生安注信号,高压安注泵启动以维持一回路堆芯的冷却。

随着反应堆冷却剂系统的压力不断下降,当压力降到安注箱排放整定值时,安注箱中流体通过压力容器接管嘴向反应堆冷却剂系统排放,进一步冷却堆芯。

当发生小破口(破口等效直径为9.5~25cm)事故时,反应堆冷却剂系统的压力迅速下降,引起反应堆停堆。当压力下降到稳压器低一低压整定值时产生安注信号,开启高压安注泵以维持一回路堆芯的冷却。

1.4.4.2 蒸汽发生器传热管破管事故

由于该事故使放射性冷却剂从反应堆冷却剂系统向二回路系统泄漏,导致二回路系统放射性增加。这时需要操纵员确定蒸汽发生器传热管已经破裂,并在限定的时间内识别和隔离破损的蒸汽发生器,以使二回路系统污染最小,确保故障机组向大气的放射性释放终止。电站设有足够的指示和控制手段使操纵员进行这些操作。

1.4.4.3 主泵事故

(1) 轴封系统事故。如果在泵的启动过程中,经过1号密封的压降不够,故障泵必须立即停运。在1号密封故障情况下,必须隔离1号密封泄漏管线,并增加注入流量。故障泵停运,并停堆维修。在2号密封故障情况下,只要泵的轴承无异常振动,反应堆冷却剂泵可以保持运行。应尽快更换有故障的密封。在3号密封故障情况下,反应堆冷却剂泵可以保持运行。由于3号密封向安全壳的大量泄漏,应密切地监测辐射水平。

(2) 密封注入系统事故。在密封水注入流量丧失的情况下,反应堆冷却剂将沿轴向向上流动以润滑轴承和轴封。隔热屏将冷却该冷却剂流。虽然无密封水运行是不合适的,但只要设备冷却水系统能够有效运行,泵的轴承及密封的温度未达到限值,反应堆冷却剂泵仍可运行24h。如果隔热屏泄漏,只要密封水注入能够有效运行,反应堆冷却剂泵仍可保持运行,但必须增加密封注入流量。如果不能恢复隔热屏,则必须降低负荷,并停运有故障的泵。在隔热屏失效,同时密封水注入流量丧失的情况下,必须立即停运有故障的泵。为了保持轴密封的完整性,必须在主泵停运后2min内重新建立密封注入或恢复隔热屏。在注入水温度高的情况下,如果隔热屏运行正常,只要未达到1号密封入口处的温度限值和轴承的最高温度,泵可保持运行。1号密封入口水温仍然要求必须恢复到正常。如果做不到,则必须立即停泵。

(3) 泵和电动机轴承事故。一旦泵或电动机轴承温度高,有故障的泵会自动停运。若轴向位移偏高并引起大的振动,操作人员必须紧急停泵。

1.4.4.4 安全阀误动作

这种事故发生的可能性很小,因在稳压器中设计了各种

超压控制和保护系统来防止这种事故的发生。但是,若发生这种事故,就会引起减压,于是稳压器隔离阀将会关闭,从而中断减压。

1.4.4.5 丧失电源

倘若厂外电源全部丧失,电路断路器将自动打开,发电机负荷降低到供该机组辅助设施所需的供电水平(厂用电运行)。若厂用电运行也失效,汽轮机和反应堆紧急关闭,丧失对电厂辅助设施的供电。柴油发电机组将启动,并且向该机组应急辅助设施供电。

反应堆冷却剂泵无应急电源供给,但泵的转动惯量将延长惰转,并防止偏离泡核沸腾。由于设备冷却水系统有应急电源,将向隔热屏、水冷却器和反应堆冷却剂泵电机轴承冷却器提供足够的冷却水。上充泵应有应急供电,以供给反应堆冷却剂泵密封水注入。

在全厂断电时,应通过辅助给水流量控制将反应堆冷却剂平均温度恒定保持在零负荷值上,应对反应堆冷却剂压力加以控制。

在反应堆进入冷停堆过程中,由自然循环保证余热导出。

1.4.5 控制原则

1.4.5.1 反应堆冷却剂平均温度

电厂以基本负荷为主,并考虑12-3-6-3制的日负荷循环,不参加电网的调频调峰。通过控制反应堆冷却剂平均温度实现反应堆跟踪汽轮机负荷变化。冷却剂平均温度通过控制棒调节反应堆功率来完成,也可由人工调节可溶硼在堆芯中的浓度。

运行方式(Mode A)的特性是通过可溶硼调节堆芯反应性以及主调节棒组D控制堆芯功率分布。反应堆冷却剂平均温度是冷却剂热段温度测量值和冷段温度测量值之和的一半。由于反应堆冷却剂系统有多个传热环路,用于控制的温度是指所有反应堆冷却剂环路中最高的平均温度(T_{avg})。反应堆冷却剂温度的整定点(T_{ref})从汽轮机第一级压力导出。无论何时出现温度偏离信号,棒控系统都将采取校正措施将最高的冷却剂平均温度(T_{avg})恢复到其设计的整定点(T_{ref})。棒位的变化影响了核功率,从而影响了蒸汽发生器产生的蒸汽。经过一个约定的负荷变化或稳态扰动后,又达到一个新的、平衡的蒸汽压力。一旦汽轮机负荷丧失,直到并包括汽轮机跳闸,蒸汽排放控制功能就将起到限制冷却剂平均温度大扰动的作用。当出现这种情况时,温度控制系统打开连接到凝汽器的蒸汽旁路控制阀,为反应堆提供一个假负荷,避免冷却剂平均温度的突然升高。

1.4.5.2 反应堆冷却剂流量

反应堆冷却剂流量是定值(因反应堆冷却剂泵转速为定值)。反应堆冷却剂强迫流量丧失可能是由一台反应堆冷却剂泵或泵电源发生故障引起的。如果事故发生时反应堆处于功率运行中,冷却剂流量丧失的即时反应是冷却剂温度迅速上升。由反应堆冷却剂低流量紧急停堆或反应堆冷却剂泵低一低转速紧急停堆对流量丧失事故提供必要的保护。这样可防止偏离泡核沸腾(DNB)。

1.4.5.3 反应堆冷却剂压力

当稳压器的蒸汽空间存在时,由稳压器压力控制系统自动控制反应堆冷却剂压力,防止由于负荷瞬态引起反应堆停堆或稳压器安全阀排放。反应堆冷却剂压力控制有三种途径:喷雾阀、比例加热器和通断加热器。

反应堆功率和汽轮机负荷之间失配会引起水容积膨胀或收缩。如果反应堆功率超过汽轮机负荷,则水容积膨胀并压

缩蒸汽,引起的压力波动将触发喷雾阀打开,将冷段来的冷水喷入稳压器的蒸汽空间,使蒸汽凝结,压力降低(此时电加热器关闭)。如果汽轮机负荷超过反应堆功率,则容积收缩且稳压器蒸汽空间扩大。在重新建立压力稳定值以前引起的降压将通过投入电加热器使水蒸发加以补偿。如果超过稳压器的低压停堆整定值,就要紧急停堆。在稳态运行过程中,比例加热器投入运行以补偿连续喷雾和稳压器的热损失。当稳压器注满水时,由化学和容积控制系统低压下泄阀控制其压力。

在运行期间,反应堆冷却剂系统由稳压器安全阀和反应堆高压停堆两项措施提供超压保护。

1.4.5.4 稳压器水位

稳压器水位控制系统设计是为了将稳压器的水位维持在与反应堆功率水平相应的整定值上,并把由上充和下泄流量失配引起的上充管嘴的热冲击减至最小。稳压器水位整定点设定为 T_{avg} 的函数。长通道响应时间由参考温度通道(汽轮机负荷的直接反映)进行校正。稳压器水位控制直接作用在化学和容积控制系统的上充流上(下泄流保持不变)。稳压器水位下降引起上充流量增加,而稳压器水位上升则上充流量减少。同时,下泄流量变化的直接作用使上充流量产生相同的变化。

稳压器水位异常变化可按下述措施进行校正,即当稳压器水位异常增加时会自动地将恒定输出加热器投入运行,以加热进入稳压器的欠热水;当稳压器水位异常下降时会自动地切断加热器,以防止其在纯蒸汽环境中工作而造成损坏,同时隔离化学和容积控制系统下泄管线。

1.4.5.5 蒸汽发生器水位

控制蒸汽发生器水位的目的是为了维持蒸汽发生器水位在规定的定值内。如果水位过高将导致蒸汽中含水量增加,会加剧汽轮机的冲蚀现象,影响机组的寿命,甚至使机组损坏;如果水位过低会导致蒸汽发生器传热管裸露,还有可能导致给水管道的出现水锤现象,此时堆芯的热量导出会受到影响。蒸汽发生器水位的控制由水位调节系统和给水泵转速调节系统共同完成。每台蒸汽发生器拥有各自的水位调节系统,通过改变给水调节阀的开度来改变给水流量,为了避免给水调节阀的频繁动作,引入了给水泵转速调节系统,通过调节给水泵转速使得给水调节阀的压降在正常的负荷变化范围内,优化给水调节阀的工作条件。

2 专设安全设施系统

2.1 安全壳注入系统

2.1.1 定义和功能

安全壳注入系统(以下简称安注系统)是压水堆核电站重要的专设安全设施之一。专设安全设施是核电厂安全纵深防御措施的第三道工程技术设施,它能在“设计基准事故”的温度和压力条件下保持良好的技术性能。

在发生使反应堆冷却剂系统丧失功能的事故工况下,安注系统提供冷却核燃料的手段,其作用在于限制燃料的损伤和由此产生的裂变产物的释放。

2.1.1.1 主要功能

在发生反应堆冷却剂系统失水事故(简称为 LOCA)或主蒸汽系统管道破裂事故时,安注系统完成应急堆芯冷却功能:

(1) 在失水事故(LOCA)工况下,通过向堆芯注入冷却水,能防止燃料包壳熔化,并保持堆芯的几何形状和完

整性;

(2) 在主蒸汽管道破裂事故工况下,通过向反应堆冷却剂系统快速注入浓硼溶液,可补偿由于不可控地排放蒸汽致使反应堆冷却剂过冷而引起的容积变化和反应性的增加,从而使反应堆冷却剂系统保持水装量,防止反应堆重返临界;

(3) 在失水事故(LOCA)后安注系统运行的再循环阶段,系统的部分承压边界作为安全壳的延伸,具有安全壳第三道安全屏障的作用。

2.1.1.2 辅助功能

除主要功能外,安注系统还完成下列辅助功能:

(1) 在换料冷停堆期间,低压安注泵用于向反应堆换料水池充水。

(2) 系统的水压试验泵用于向安注箱进行初始充水和定期补水;在反应堆冷却剂系统进行水压试验时为系统加压;在失去全部电源时,向反应堆冷却剂泵注入轴封水。

下面以秦山第二核电厂为例说明安注系统的设置和运行。

2.1.2 设计准则

作为专设安全系统,安注系统的设计应采用单一故障准则。

系统设置了六个注入反应堆冷却剂系统的注入点。其中,两个环路的冷段和热段各有一个注入点,即四个注入点;压力容器上有两个注入点,其注入压力容器的下降段,相当于冷段注入。

安注系统应确保在任何失水事故工况下,其注入的水量能够充分排出堆芯中产生的热量,以满足:

(1) 燃料包壳的最高温度不超过 1205°C 。

(2) 燃料包壳的最大氧化厚度在各处均不超过包壳氧化前总厚度的 10%。

(3) 水(或蒸汽)与包壳的化学反应产生的氢气总量不超过假定所有包壳金属都起反应产生的氢气量的 1%。

(4) 堆芯(燃料组件和堆内构件)保持一种能够进行冷却的几何形状。

(5) 堆芯能够长期保持在足够低的温度条件下(排出余热)。

基于以上目标,系统设计要满足如下流量要求:

(1) 低压安注安全准则。

低压安注泵注入冷段和压力容器(直接注入方式)的流量准则:当反应堆冷却剂压力为 0.24MPa (绝对)时,假设四个注入管线中的一个失效,一个低压安注系列通过 4 条注入管线中的 3 条注入冷段和压力容器的流量至少为 $440\text{m}^3/\text{h}$ 。

低压安注冷段同时注入流量准则:当反应堆冷却剂压力为 0.167MPa (绝对)时,一个安注系列注入冷段和压力容器的流量至少为 $72.1\text{m}^3/\text{h}$,注入热段的流量至少为 $506.9\text{m}^3/\text{h}$ 。

H4 规程配置(安喷泵、低压安注泵互相支援)流量准则:当反应堆冷却剂的压力为 0.1MPa (绝压)时,注入冷段、压力容器和热段的流量至少为 $112\text{m}^3/\text{h}$ 。

(2) 高压安注安全准则。

高压安注/上充泵注入冷段和压力容器(直接注入方式)的流量准则:当反应堆冷却剂压力为 9.1MPa (绝压)时,假设一条注入管线失效,一个安注系列(一台低压安注泵和一台高压安注/上充泵)通过 4 条注入管线中的 3 条注入冷段和压力容器的流量至少为 $76.3\text{m}^3/\text{h}$ 。

高压安注/上充泵冷段同时注入的流量准则:当反应堆冷却剂压力为 2.0MPa (绝压)时,两个安注系列(两台低压

安注泵和两台高压安注/上充泵)注入冷段和压力容器的流量至少为 $69.6\text{ m}^3/\text{h}$, 注入热段的流量至少为 $110.3\text{ m}^3/\text{h}$ 。

2.1.3 系统描述

2.1.3.1 系统组成

安注系统流程简图见图 2.3-7。

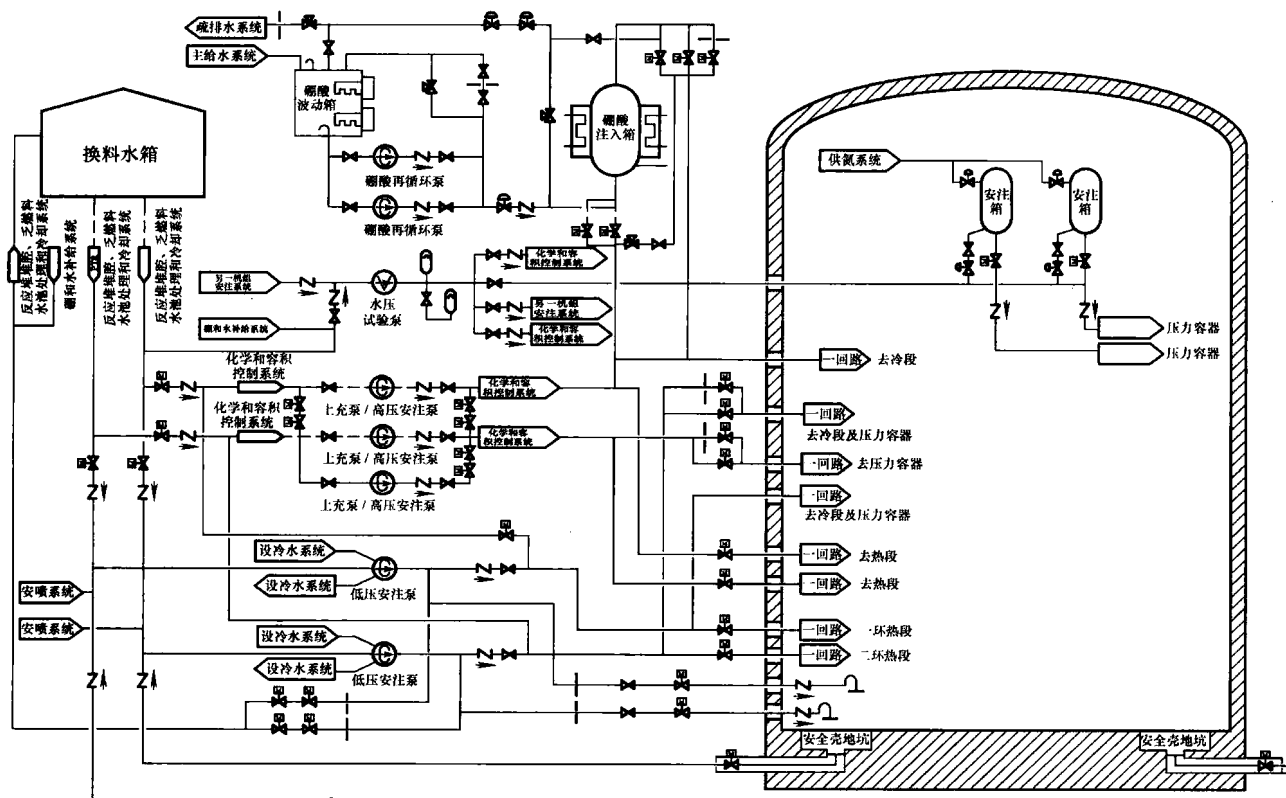


图 2.3-7 安注系统流程简图

安注系统主要由下列五部分组成: 高压安注子系统、中压安注子系统、低压安注子系统、硼酸再循环回路、水压试验泵相关回路。

高压安注和低压安注为能动注入子系统, 具有足够的设备和流道冗余度, 即使发生单一能动或非能动故障, 仍能保证运行安全的可靠性和连续的堆芯冷却。中压安注为非能动注入子系统, 它包括两台安注箱和相互独立的两条安注箱溶液排放管线, 分别连接到反应堆压力容器的两条注入管线上。为了向堆芯注入高浓度的硼酸溶液, 系统还设置了硼酸注入箱和相关的硼酸再循环回路。

(1) 高压安注子系统。

高压安注子系统有两条高压安注管线(系列), 管线上并联设置三台高压安注/上充泵。

在电厂正常运行期间, 高压安注/上充泵作为化学与容积控制系统的上充泵行使其上充功能。此时, 一台泵处于连续工作状态, 另外两台备用, 可以在功率运行期间进行试验。三台泵中的两台分别由系列 A 和 B 的母线供电; 第三台泵由系列 B 供电, 该泵不运行, 但可以用来替换由系列 B 供电的那台泵。

(2) 中压安注子系统。

中压安注子系统的主要设备是两台安注箱。每台安注箱内的水容积均可满足快速注入再充满压力容器下部空间所需水容积的 50%。安注箱内部分空间充有氮气, 以维持安注箱内的压力。

每台安注箱的出口管线与反应堆压力容器的直接注入管线相接。每条管线上设置串联的两台止回阀和一台常开的隔离阀。在电站正常运行期间, 每台安注箱通过两台串联的止

回阀与反应堆冷却剂系统隔离。打开安注箱到反应堆压力容器的注入通道只需通过旋启式止回阀的阀瓣在介质压力作用下自动打开的机械动作来实现。为了进行安注箱止回阀的泄漏试验, 系统设置了试验管线。

每台安注箱上装设一台安全阀用于超压保护。中压安注为非能动安全系统, 无需安注信号, 在失水事故工况下, 一旦反应堆冷却剂系统压力降到安注箱正常压力 4.65 MPa (绝对) 以下时, 止回阀便自动打开, 系统自动建立注入流量, 能在最短时间内淹没堆芯, 避免燃料棒熔化。

(3) 低压安注子系统。

低压安注子系统由容量为 100% 的两个冗余系列组成, 它们分别由两个独立的、冗余的系列 A 和系列 B 供电。每个系列包括一台低压安注泵、从换料水箱取水 and 从安全壳地坑取水的相关管线和阀门、从泵下游引出的高压安注/上充泵的增压管线以及低压安注泵注入反应堆冷却剂系统的注入管线及阀门等。

(4) 硼酸再循环回路。

硼酸再循环回路是服务于硼酸注入箱的。在由硼酸注入箱、硼酸波动箱、硼酸再循环泵(并联设置两台)和相关的管道、阀门组成的封闭回路中, 硼酸再循环泵的运行使硼浓度为 $9200\sim 11\,000\text{ ppm}$ 的硼酸溶液进行连续再循环, 以避免在电站正常运行、安注系统备用阶段硼酸注入箱内的高浓度硼酸溶液出现局部过冷和分层现象。

在电站正常运行期间, 两台硼酸再循环泵中的一台连续运行, 另一台备用。当硼酸注入箱的进出口管线被隔离时, 一条小流量管线确保泵的正常运行。

(5) 水压试验泵相关回路

本系统设置了由两个机组共用的水压试验泵组, 主要完成三项功能:

- 1) 向安注箱进行初始充水和定期补水;
- 2) 在反应堆冷却剂系统进行水压试验时为系统加压;
- 3) 在失去全部电源时, 向反应堆冷却剂泵注入轴封水。

2.1.3.2 设备描述

(1) 高压安注/上充泵。

高压安注/上充泵是卧式多级离心泵, 安装在核辅助厂房内。

高压安注/上充泵装有两个内置式静压轴承和一个外轴静止推轴承。每台泵装有一个润滑油泵和增速器。正常运行时, 用该增速器驱动油泵。在泵启动之前, 用电动辅助油泵提供油压。高压安注/上充泵在电动油泵不能使用和正常油泵有效投入之前都可以应急启动。泵的轴系统每月需进行 30min 的定期试验。油在空气冷却器中进行冷却。

电动机是三相、6.0kV 感应型电机, 设计成直接在线启动。高压安注/上充泵电机绕组装有加热器, 防止停泵时受潮。电动机的风扇为装在电动机上游的增速器和泵润滑油用的冷却器提供空气。

高压安注/上充泵在所有运行工况下, 且流量在 13.6~160m³/h 的整个范围内能够良好运行, 其机械密封完整性和密封严密性能够得以保证。破损的机械密封最大泄漏率低于 2L/min。

(2) 低压安注泵。

低压安注泵是带诱导轮的立式多级筒形离心泵, 安装在核燃料厂房标高-6.70m 泵房的泵坑中。位于泵上方的电动机安装在泵房上方标高-3.40m 的电机房内, 并通过垂直驱动轴传动动力来驱动泵。泵房和电机房之间的楼板是气密的。

低压安注泵装有机密封和止推轴承。泵的叶轮为离心式单吸叶轮, 并配备有一导流器。

电动机是三相、6.0kV 感应式电机, 设计成直接在线启动。电动机配置了加热器, 并与恒温器和指示灯相连。

泵的电机和轴承由设备冷却水冷却。电动泵装置能在冷却水中断 1min 期间保持运行。

(3) 安注箱。

安注箱是两端带有半球形封头的圆筒形压力容器。安注箱内装有用加压气体覆盖的含硼水。为方便维修, 安注箱设有人孔。

在电站正常运行期间, 根据需要, 可远距离调节每台安注箱中硼水的液位和浓度。

通过向换料水箱排水或利用水压试验泵从换料水箱向安注箱充水, 可以调节安注箱内的液位。定期从安注箱溶液中取样以检查硼酸浓度。

在电站正常运行期间安注箱通过供氮系统提供的氮气维持压力, 并且可以根据需要加以调节。但安注箱通常与氮源隔离。安注箱的气体压力由压力指示器和报警器来监测, 可使操作员能够按要求迅速采取行动调整有关参数, 进而保证安注箱的可用性, 使电站在技术规格书要求的范围之内维持运行。

安注箱布置在安全壳内+4.00m 标高处。安注箱由混凝土墙保护, 以免受到在 LOCA 事故工况下反应堆冷却剂系统可能产生的飞射物的破坏。

(4) 硼酸注入箱。

硼酸注入箱为两端带有半球形封头的圆筒形压力容器, 筒体上备有一个检修用人孔。硼酸注入箱装有硼浓度为

9200~11 000ppm 的硼酸溶液。

硼酸注入箱内装有一个流量分布喷嘴, 该设计可使硼酸以 360° 的扇面分布进入箱内。这种方式可防止沟流的发生, 同时确保硼酸溶液的均匀性。在收到“安注”信号时, 自动隔离硼酸再循环回路。

为了保证箱内硼酸溶液的温度始终高于其溶解度限值, 硼酸注入箱上配备了冗余的电加热器, 管线上也设有电伴热。

(5) 硼酸波动箱。

硼酸波动箱为硼酸再循环回路提供液位波动补偿。在电站正常运行期间, 硼酸波动箱装有与硼酸注入箱相同浓度的硼酸溶液。为了防止硼酸析出, 该箱配有两套冗余的电加热器、一个搅拌器, 箱体上还装有一个带粗滤网的漏斗, 使得在回路稀释后能补给硼。波动箱与大气相通, 与波动箱相连的所有管线都有电伴热。

(6) 硼酸再循环泵。

系统设置了两台并联安装的硼酸再循环泵, 其中一台运行, 另一台备用。为了在需要时能迅速启动, 备用泵用除盐水充满, 并连续加热。

硼酸再循环泵是单吸、单级、悬臂、卧式、屏蔽式电动离心泵。泵和电动机转子同轴, 并用一对滑动轴承支撑, 用一对推力轴承承受泵的轴向推力。泵吸入口方向为水平轴向, 排出口方位为径向向上。泵为全封闭、无泄漏结构。泵轴承由泵送的流体润滑。

为了防止出现硼酸结晶, 设置硼酸加热系统, 并设置了保温箱。保温箱是由不锈钢制成的可以拆卸的双层壁结构。用纤维、矿物棉、玻璃纤维或陶瓷纤维填满两壁之间的空间。每个保温箱上有一个正常加热系统和一个备用加热系统。在环境温度不超过 40℃ 时, 最大加热不超过 230W/m²。当环境温度为 40℃ 时, 箱体表面温度不超过 60℃。

电动机的定子、转子绕组均用不锈钢薄壁屏蔽套屏蔽。由叶轮排出流体的一部分进入中间壳体后再分别流入泵轴承和电机的定子、转子、轴承进行冷却和润滑, 最后再由泵轴中心孔返回泵吸入口。

(7) 水压试验泵。

水压试验泵是双缸往复式正排量泵机组。活塞由双动式液压缸驱动, 而液压缸是用来自液压系统的油进行补给。水力回路是包含两台泵的闭式回路。为了防止泵汽蚀, 水压试验泵主泵由其增压泵增压。

泵组件由泵组和液压系统组成。泵组包括液压缸; 液压系统包括增压泵、主油泵、空气冷却器及其各自的电动机、滑阀、带有附件的油箱。以上两部分组件安装在同一底座上。

水压试验泵是为反应堆冷却剂系统水压试验而设计的。它也用于从换料水箱向安注箱进行初始充水和定期补水。该泵为两台机组共用。

当电站失去全部电源(厂内电源和厂外电源)时, 该泵自动启动, 从换料水箱取水, 经过化学与容积控制系统管路向反应堆冷却剂泵轴封提供应急硼水注入, 以避免反应堆冷却剂的泄漏。

2.1.3.3 材料

安注系统与含硼水接触的所有部件是用奥氏体不锈钢制造或堆焊的, 或使用等效的耐腐蚀材料。再循环期间, 与安全壳地坑溶液相接触(内部)的所有部件都是用奥氏体不锈钢或等效耐腐蚀材料制造或堆焊的。系统阀门的阀座表面通常用司太立合金或等效材料进行表面硬化处理, 以防止擦

伤,减小磨损。

2.1.3.4 安注控制信号和控制原则

(1) 安注控制信号。

高压安注子系统和低压安注子系统由反应堆保护系统响应反应堆冷却剂丧失和蒸汽管道破裂事故所产生的“安注”信号自动触发启动。一旦接到“安注”信号,低压安注泵和高压安注/上充泵立即自动启动。如果自动控制电路故障,可在主控室手动启动。即使丧失厂外电源,所有电动执行机构(水压试验泵除外,它由自带小汽轮发电机组供电)也可由柴油发电机应急供电。

安注系统有两个独立的冗余启动系列(A、B),每个启动系列由其相应系列的电源供电,以保证在启动逻辑单一故障的情况下,至少一台柴油发电机、一台低压安注泵和一台高压安注/上充泵会收到启动信号。

中压安注系统不需要外电源或启动信号就能快速响应。当反应堆冷却剂压力降低到安注箱的正常压力[4.65MPa(绝压)]时便开始向反应堆压力容器注水,保证快速冷却堆芯。

由保护逻辑产生,并且用来触发“安注”信号的信号有:

- 1) 稳压器低—低压。
- 2) 任一蒸汽管线低—低压。
- 3) 安全壳高压。
- 4) 伴随蒸汽流量高值的蒸汽压力低值。
- 5) 伴随蒸汽流量高值的反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 低—低值。

(2) 手动安注信号。

经接受到安注信号,就立即自动启动以下动作。

- 1) 反应堆紧急停堆。
- 2) 汽轮机脱扣。
- 3) 安全壳第一阶段隔离(CIA)。
- 4) 安注系统投运。
- 5) 电动辅助给水泵启动,辅助给水系统投运。
- 6) 主给水隔离,主给水泵停运。
- 7) 上充泵房应急通风启动。
- 8) 设备冷却水系统和安全厂用水系统备运泵启动。
- 9) 应急柴油发电机组启动。
- 10) 核燃料厂房通风和安全壳外贯穿房间通风切换到碘过滤器。

(2) 系统的控制原则。

安注系统运行的控制要求是:从直接注入到再循环注入的切换是自动的;长期再循环阶段的控制是手动的;泵的小流量循环管线的关闭是自动的。

2.1.3.5 事故描述

下列事故的发生将会导致安注系统的启动。

(1) LOCA。反应堆冷却剂通过破口向安全壳内喷放,使一回路压力迅速下降;释放到安全壳内的大量流体的质量和能量导致安全壳内的压力和温度上升;蒸汽发生器压力逐渐下降。由于慢化剂蒸发和密度减小会引起反应性降低。

(2) 蒸汽发生器传热管破裂。稳压器的压力和水位会下降,但反应堆冷却剂压力会保持高于蒸汽发生器二次侧压力,损坏的蒸汽发生器的水位会上升。从蒸汽发生器排污系统和凝汽器测得的放射性提高,而安全壳压力不会上升。

(3) 主蒸汽管线破裂。蒸汽流量突然增加,会使反应堆冷却剂系统迅速冷却,稳压器水位和压力下降;相关的蒸汽发生器中蒸汽压力将下降,一回路温度的降低可引起正反应

性增加。

(4) 给水管线破裂。给水不足将使反应堆冷却剂的压力和温度升高,而二次侧蒸汽压力下降,相关蒸汽发生器水位下降。

(5) 弹棒。弹棒事故的后果与 LOCA 事故的后果是一样的。

2.1.3.6 系统的运行

本节描述以下4种情况下安注系统的运行状态。

(1) 电站正常运行。

1) 电站功率运行。

在电站功率运行期间,安注系统处于备用状态。

高压安注子系统的相关隔离阀关闭。一台高压安注/上充泵行使其化学与容积控制系统的上充泵的功能在运行,其他两台处于备用状态。

低压安注子系统处于备用状态。低压安注泵与换料水箱接管上的阀门处于开启状态。通向冷段和压力容器的注入主管线上的隔离阀处于常开状态。低压安注泵为高压安注/上充泵增压的连接管线上的隔离阀处于关闭状态。泵的小流量再循环管线处于开启状态。

安注箱排放管线上的隔离阀处于开启状态,如果反应堆冷却剂压力下降到安注箱正常运行压力以下,安注箱便可自动投入运行。

一台硼酸再循环泵投入运行,以维持均匀的回路温度,并防止硼酸析出;另一台泵灌满除盐水,处于备用状态。

2) 电站的启动和停运。

在电站停运期间,当反应堆冷却剂压力降低到低于 P11 容许信号时,闭锁安全注入,以防止停运期间的意外操作;当压力超过 P11 容许信号时,不能闭锁安全注入信号。无论如何不应闭锁安全壳高压信号。在反应堆冷却剂压力接近安注箱正常运行压力时,运行人员必须关闭安注箱隔离阀,以防止安注箱向反应堆冷却剂系统注水。

在电站启动时,其程序与停运应用的程序相反。当反应堆冷却剂压力超过安注箱压力时,要求打开安注箱隔离阀。当压力超过 P11 容许信号时,必须验证安注的解锁。在此之前,该系统阀门应返回到它们的正常操作位置使系统处于备用状态。

(2) 系统的启动和停运。

在反应堆初次启动之前,应当按下列操作进行系统准备:

通过反应堆硼和水补给系统向换料水箱充入 2100ppm 的含硼水。

利用水压试验泵从换料水箱向安注箱充水。接通安注箱供氮回路,为安注箱加压。

利用反应堆硼和水补给系统的硼酸制备箱配置浓硼酸溶液(9200~11 000ppm),并向硼酸再循环回路进行初次充水。当硼酸波动箱内溶液达到要求的水位时,硼酸再循环回路可以投入运行。

安注系统可以用两种方式启动:由“安注”信号触发自动启动;由运行人员手动启动系统。自动或手动启动后安注系统的运行相同。

安注系统的停运由运行人员手动控制。为防止系统在安注信号消除前停运,系统设置了连锁。

(3) 系统的运行。

事故后,系统一旦接到“安注”信号便立即启动。系统运行主要分三个阶段:冷段直接注入阶段、冷段再循环注入阶段、冷热段同时再循环注入阶段。

1) 第一阶段：冷段直接注入阶段。

高压安注的运行：高压安注/上充泵自动从上充功能状态切换到安注状态，要求隔离与容积控制箱之间的连接；隔离上充管线；隔离高压安注/上充泵的小流量管线；打开高压安注/上充泵与换料水箱连接管线上的隔离阀；隔离硼酸再循环回路，打开硼酸注入箱的进出口隔离阀，接通高压安注/上充泵经由硼酸注入箱向反应堆两个环路冷段注入的管线。

首先启动第二台高压安注/上充泵，从换料水箱取水，经过硼酸注入箱注入反应堆冷却剂系统的冷段，并将浓硼酸溶液带入以便迅速向堆芯提供负反应性。

接到安注信号 3min 后，接通另一条高压安注管线，从换料水箱取水，直接注入压力容器，以提高注入流量。

低压安注的运行：一旦接到安注信号，即刻启动两台低压安注泵，低压安注泵返回换料水箱的小流量管线确保了低压安注泵的启动。低压安注泵与换料水箱之间的连接管线上的隔离阀始终是打开的。接通为高压安注/上充泵增压的连接管线。打开向反应堆冷却剂冷段和压力容器注入管线上的阀门。

低压安注泵最初利用小流量管线启动，并通过高压安注/上充泵升压后注入反应堆冷却剂系统的冷段及压力容器。当反应堆冷却剂系统压力降低至低于低压安注泵的关闭扬程时，开始通过低压安注管线直接注入冷段及压力容器。

当注入流量足以满足低压安注泵的运行要求时，自动关闭低压安注泵的小流量管线。

中压安注的运行：当反应堆冷却剂系统的压力低于安注箱正常运行压力时，安注箱中的氮气膨胀，迅速将含硼水注入反应堆压力容器。

安注箱以及安注泵的投入使反应堆压力容器再充水，并再淹没反应堆堆芯。

安注泵需要几秒钟时间才能有效地向反应堆冷却剂系统的冷段及压力容器注入。

当换料水箱的水位达到低水位阈值“低-2”时，关闭每个系列低压安注泵到换料水箱的小流量管线上串连的两台隔离阀中的一台，防止安全壳地坑水污染换料水箱。

当换料水箱的水位达到低水位阈值“低-3”时，直接注入阶段结束，安注系统自动切换至再循环阶段。

2) 第二阶段：冷段再循环注入阶段。

随着安注泵不断将换料水箱中的含硼溶液注入一回路中，换料水箱的水位持续下降。当换料水箱的水位降到“低-3”时，如果此时仍需要安注，则需要将低压安注泵的汲水口自动切换为安全壳地坑，即转入冷段再循环注入阶段。

此时，开启低压安注泵从地坑汲水的阀门；关闭低压安注泵从换料水箱汲水的阀门；关闭低压安注泵到换料水箱的小流量管线上的另外两台隔离阀（每个系列一台）。

3) 第三阶段：冷热段同时再循环注入阶段。

安注动作开始，向一回路冷段注入含硼水，3min 后同时向压力容器注入含硼水。如果发生冷段破口，在堆芯顶部可能会有蒸汽积聚，蒸汽将通过热段从冷段破口喷放到安全壳内。随着冷段的连续注入，压力容器中的硼连续浓缩，从而可能导致硼结晶，而安全壳地坑内的硼浓度不断下降。因此，必须向一回路热段注入，用冷却水反冲堆芯，以终止汽化和硼酸在反应堆压力容器内的浓缩，达到防止出现硼结晶的目的。

如果发生热段破口，压力容器硼浓度的增加是轻微的。如果转到热段注入，反而会使物理现象复杂化，为此，对于热段破口最好维持向冷段注入。

实际情况中，往往很难确定破口的位置，这时一般采用冷热段同时注入的方法，即安注动作 5.5h 后，通过运行人员在主控室手动操作，将安注切换到冷热段同时再循环注入的状态。冷热段同时注入时，以热段注入为主，冷段注入为辅。

此时，打开低压安注泵向热段注入的阀门；关闭低压安注泵向冷段和压力容器注入的主通道阀门，开启旁路阀以小流量向冷段和压力容器注入；开启高压安注/上充泵向热段注入的阀门；关闭高压安注/上充泵向冷段注入的主通道阀门，开启旁路阀以小流量向冷段或压力容器注入；两个系列高压安注/上充泵出口分离；轴封注水管线隔离。

在低压安注泵的单泵流量足以满足运行要求时，低压安注泵到安全壳地坑的小流量管线将自动隔离。

安注动作 24h 后，通过手动操作将安注转入到长期再循环注入阶段。

(4) 特殊瞬态运行。

系统的特殊瞬态运行包括：

1) 向反应堆换料水池充水，分为两个步骤：用乏燃料水池泵向反应堆换料水池充水直到 4.3m，此时使控制棒驱动轴与棒束控制元件脱开；用乏燃料水池泵或一台低压安注泵使换料水池水位达到其最终值 8.5m。

2) 反应堆冷却剂系统水压试验：用水压试验泵进行反应堆冷却剂系统压力边界的承压试验。

2.2 安全壳喷淋系统

2.2.1 定义和功能

安全壳喷淋系统（以下简称安喷系统）是压水堆核电厂中重要的专设安全设施之一。

安喷系统的作用是在事故工况〔失水事故（LOCA）或安全壳内主蒸汽管道破裂〕下，自安全壳穹顶向下向安全壳内喷淋冷水，以降低安全壳内大气的压力和温度，从而保证压水堆核电厂第三道安全屏障——安全壳的完整性。此外，为了有效降低发生 LOCA 事故后安全壳内气载放射性水平、调节喷淋液的 pH 值，在喷淋液中需添加氢氧化钠（NaOH）溶液作为喷淋液的添加剂。

与国际上第二代（包括二代加）压水堆核电厂的安喷系统的设计思路大同小异，均由两个冗余系列组成，每个系列包括泵、热交换器、喷淋环管、喷头以及相关的阀门和管道。系统运行一般分为两个阶段：从反应堆厂房换料水箱取水的直接喷淋阶段和从安全壳地坑取水的再循环喷淋阶段。各压水堆核电厂安喷系统设计的主要区别在于喷淋液添加剂的添加方式不同，某些电厂（如法国 CPY 机组、N4 电站，中国的秦山第二核电厂、大亚湾及岭澳核电厂等）设置相应的化学添加子系统（两个系列共用一个化学添加子系统，或者每个系列分别配置一个化学添加子系统），在直接喷淋阶段向喷淋液中添加化学添加剂；某些电厂（如美国 ABB-CE 的 SYSTEM-80 等）将调节喷淋液 pH 值的化学物质放在安全壳地坑，在再循环喷淋阶段进行喷淋液 pH 值的调节。喷淋液添加剂有很多类型，如氢氧化钠（NaOH）、磷酸三钠（ Na_3PO_4 ）、联氨等。

一般来讲，压水堆核电厂的安喷系统根据各电厂的设计不同还执行一些辅助功能。例如，在秦山第二核电厂中，在冷停堆期间，如果反应堆换料水箱的水温超过 40℃，可以利用安喷系统对它进行冷却。在电站投入运行期间，当反应堆冷停堆时如果核岛消防系统失效，安喷系统可用于消防功能，防止在反应堆厂房发生火灾蔓延。

下面以秦山第二核电厂为例说明安喷系统的设置和运行。

2.2.2 设计准则

安喷系统在发生假想事故之后提供从安全壳内迅速排出余热和清除裂变产物所需的手段，以确保将安全壳内的压力和裂变产物限制在允许范围以内。

安喷系统设计成能够在假想的 LOCA 事故后从安全壳内排出足够多的热量及继发的衰变热，以保持安全壳内压力低于安全壳设计压力。

安喷系统的设计考虑了：

(1) 单一故障准则：具有两个相同的 100% 容量的喷淋系列。

(2) 定期试验：考虑了对密封性和运行能力执行定期检查的措施。

(3) 安全壳隔离原则：安喷泵出口贯穿安全壳的管道上设置了位于安全壳外的一台电动阀和位于安全壳内的一台止回阀，用于安全壳隔离；泵进水侧的一台安全壳隔离阀位于安全壳外的套管内（此套管与安全壳相连，并构成安全壳内侧和外侧大气之间的双重屏障）。

2.2.3 系统描述

2.2.3.1 系统简介

安喷系统由设置完全相同、冗余的两个系列组成，每个系列能够完全满足系统的功能要求。系统的运行分为直接喷淋阶段与再循环喷淋阶段，直接喷淋阶段的喷淋液是来自换

料水箱的浓度为 2100ppm 的含硼水。在换料水箱完全排空之前，安喷系统水源将自动切换到收集储存在安全壳地坑中的水，进行再循环喷淋阶段的长期循环。为了调节喷淋液的 pH 值和保证喷淋液对降低安全壳内气载放射性水平的贡献，系统设置了化学添加子系统，用于向喷淋液中添加氢氧化钠溶液。

2.2.3.2 系统设计参数

安喷系统的主要设计输入参数是事故后安全壳内的质能释放数据。事故分析确定的反应堆厂房的环境条件见表 2.3-5。

表 2.3-5 反应堆厂房环境条件

反应堆厂房环境条件	设计值
最高绝对压力	0.45MPa
最高露点温度	136℃
安全壳地坑液体最高温度	120℃

安喷系统每个系列的设计流量为：

- (1) 直接喷淋阶段额定流量——850m³/h。
- (2) 再循环喷淋阶段额定流量——1050m³/h。
- (3) 氢氧化钠溶液注入流量——14t/h。

2.2.3.3 系统的组成

安喷系统由喷淋主系统和化学添加子系统两部分组成，见图 2.3-8。

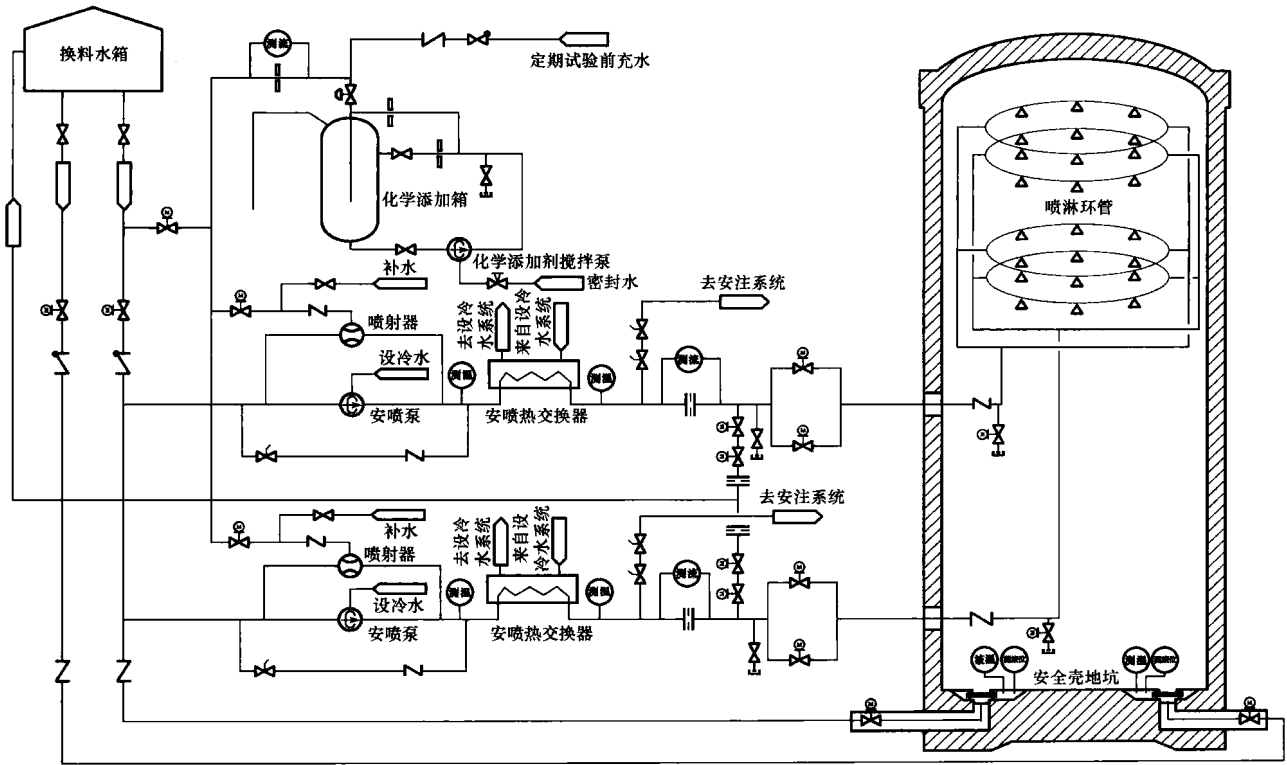


图 2.3-8 安喷系统流程

(1) 喷淋主系统及其设备。

根据专设安全系统设计冗余性的要求，安喷系统的喷淋主系统由两个相同的系列组成，每个系列能够完成 100% 的喷淋功能，即一个系列失效；另一个系列仍能够保证系统对

安全壳的降温、降压功能。两个系列在布置上尽量做到彼此实体隔离，以防止一个系列的失效影响另一个系列的运行。每个系列由其相应的应急母线供电。每个系列分别从换料水箱（直接喷淋阶段）和安全壳地坑（再循环喷淋阶段）

取水。

喷淋主系统相应的设备、设施有如下特点：

1) 换料水箱。换料水箱设置在反应堆厂房外，四周围有混凝土墙，在发生事故时该围墙能包容水箱的水容积，水箱有效容积为1692m³，安全可用水容积为1380m³，箱底标高为+1.02m。换料水箱内溶液的硼浓度为2100ppm。温度范围为5~40℃（最高设计值）。

2) 安喷热交换器。安喷热交换器为卧式、管壳式结构。安喷水流程管侧，设备冷却水流经壳侧，在设备冷却水泵的出口装有放射性活度测量装置，用以探测管侧的泄漏。

3) 电动喷淋泵。在 LOCA 事故下，要求每台喷淋泵提供 100% 的流量以确保安全壳的完整性，并导出余热。在再循环阶段，它们的额定流量是1050m³/h。

喷淋泵为立式筒形离心泵，泵的叶轮为离心式单吸叶轮，并配备一导流器。安装在燃料厂房标高-6.70m的泵房的泵坑中。位于泵上方的电动机安装在泵房上方标高-3.40m的电动机房间内，通过垂直驱动轴传输动力来驱动泵。泵房由核燃料厂房通风系统进行通风。泵房和电动机房之间的楼板是气密的。

电动机是三相、6.0kV 感应式电机，设计成直接在线启动。泵的轴承和电动机由设备冷却水冷却。

4) 安全壳地坑。安全壳地坑位于反应堆厂房环形区内，底标高为-3.5m。每个安喷系列有各自的入口过滤器系统，该系统是实体隔离的，并独立于其他系列。安全壳地坑的过滤系统由大碎片拦污栅（为安喷系统两个系列和安注系统两个系列共用）、每根进水管上的三道过滤筛网和飞射物防护罩构成。过滤系统的上部设有人孔，以供每次换料期间检查用。

过滤器系统能阻挡直径在 2.1mm 以上的所有颗粒物，以防堵塞喷头和黏结在堆内构件上。

过滤器系统能承受地震载荷。

过滤器系统的材料能耐腐蚀（高温含硼水和氢氧化钠溶液）。

大碎渣拦污栅用于阻挡大于 5mm 的颗粒物。

过滤器下部 50mm 高度以下是不开孔的，以防清洗水流入安喷或安注管道，最低水位为-3.5m 标高以上 1.30m。

安全壳地坑能够收集安全壳内的泄漏水和喷淋水，保证地坑内有足够的水量，液面具有一定的高度，防止由于液位过低在吸入口处形成气穴，使喷淋液携带气体而影响喷淋泵的正常运行性能。

5) 地坑汲水管道。每根地坑汲水管道都包覆有一个延伸到安全壳外隔离阀的外层套管，它用于防止安全壳地坑和隔离阀之间管道的泄漏。每个地坑管道上的电动隔离阀可以在 LOCA 事故下在可进入的房间内手动操作。

6) 喷淋环管—喷头。安全壳是一个带有穹顶的、圆筒形的预应力混凝土构筑物，它的内表面有一层金属衬板。四条环形喷淋环管（每个系列两条）以反应堆厂房中心线为中心固定在安全壳的穹顶下，在反应堆厂房内+38.112m 标高处，每一喷淋系列分成两条管线。其中每条管线向其所属的喷淋环管供水，每条环管由径向相对的两点供水。

系统共有 503 个喷头：其中 68 个和 65 个分别布置在两根小的环管上，在两根大的环管上各布置 185 个喷头。这些螺纹连接的中空锥形喷头，在布置和定位时已考虑了使每一系列的喷淋水能覆盖整个安全壳横截面，两个系列的喷头数分别为 253 和 250 个。

7) 仪表和控制。主控室内的模拟盘指示了安喷系统的全部气动或电动阀门的状态。模拟盘也指示了喷淋泵的运行

或停运状态，以及为安喷热交换器供水的设备冷却水系统阀门的状态。系统的报警信号被送至主控室。

(2) 化学添加子系统及其设备。

系统设置一个化学添加子系统，通过设置在每个系列上的喷射器将化学溶液添加箱内的氢氧化钠溶液注入主系统的喷淋液中，以实现其化学调节功能。

安喷系统设置化学添加子系统的作用在于：

1) 吸收安全壳大气中的碘，降低气载放射性水平。

2) 调节再循环液体的 pH 值，减少不锈钢和其他金属构件由于氯化物而产生应力腐蚀的可能性。

3) 通过中和事故后安全壳内的硼酸溶液，可以限制化学反应产生的氢和氧的释放。

化学添加子系统提供了重量浓度为 30% 的氢氧化钠溶液。在氢氧化钠注入阶段，喷淋混合液的 pH 值为 9.0~9.7。

化学添加子系统的主要设备、设施包括：

a. 一台装有 30% 重量浓度的氢氧化钠溶液的储存箱（化学添加箱），其总容积为 11m³，有效容积为 10m³。箱体通过溢流管与大气相通。

b. 两台喷射器（每个系列一台喷射器），用于吸入氢氧化钠溶液，并将其注入喷淋水中。

c. 一台氢氧化钠溶液搅拌泵，用于系统备用阶段混合化学添加箱内的氢氧化钠溶液，以防结晶。

d. 化学添加子系统仪表和控制装置，用于在主控室内的模拟盘上显示气动或电动阀的状态。

2.2.3.4 材料选择、结构

安喷系统大部分管道和设备材料均采用奥氏体不锈钢；系统回路均采用焊接结构，但某些设备（泵、孔板等）采用法兰连接，以便于维修。

安喷热交换器的壳侧用碳钢制造，管侧用奥氏体不锈钢制造。

2.2.3.5 喷淋信号和系统控制

(1) 喷淋信号。

安喷系统的启动信号来源有两个：一个是自动信号；另一个是手动信号。

1) 自动信号。安全壳“压力太高”[HI 4，即 0.24MPa（绝对）]信号（见表 2.3-6）。安全壳的压力由安全壳大气监测系统的 4 个探测传感器按“4 取 2”原则触发保护动作，即如果 4 个安全壳压力测量值中的两个指示出安全壳压力为“HI 4”，则同时触发第二阶段安全壳隔离和安喷信号。4 个安全壳压力测量传感器位于安全壳环形空间的不同标高处。

表 2.3-6 安全壳压力保护信号

信号	压力定值 (MPa) (绝对)	触发的主要保护动作
HI 1	0.12	报警信号 隔离安全壳大气监测系统
HI 2	0.13	安注启动 安全壳第一阶段隔离 紧急停堆 汽轮机脱扣 应急柴油发电机启动 主给水泵跳闸 主给水隔离阀 辅助给水系统启动
HI 3	0.19	主蒸汽管道隔离
HI 4	0.24	紧急停堆 安全壳第二阶段隔离 喷淋系统启动 应急柴油发电机启动

2) 手动信号。安喷系统也可以手动启动。为防止喷淋系统的意外手动启动,对每个系列均设置两个按钮。这两个按钮必须同时按下,才能触发安喷系统一个系列的动作。

(2) 系统的控制。

安喷系统的控制集中在主控室内。

由直接喷淋阶段切换至再循环喷淋阶段的过程是自动的。安喷系统也可以手动控制,在这种方式下两个安喷系列的任一系列都可以用手动方式启动和停运,手动转换至再循环阶段可以比在自动方式下的转换启动得更早。

因为不考虑主控室不能使用与安喷系统运行同时发生的情况,所以远距离应急停堆盘上不设置系统控制器。尽管如此,喷淋泵的两个隔离开关仍安装在应急停堆盘上,以防止主控室不能使用时由主控室来的假信号。这些开关用于切断喷淋泵 6kV 断路器的控制电源,从而防止安喷的误启动。

每一系列的控制装置和所属电路均由独立的电源(系列 A 和系列 B)供电,并提供应急电源。

2.2.3.6 系统运行

(1) 备用状态。

机组正常运行时,安喷系统处于备用状态(试验期间除外),等待启动信号。泵处于停运状态;系统位于安全壳外,从换料水箱直到安全壳隔离阀的部分处于满水(2100ppm 的硼酸溶液)状态。安全壳隔离阀一直保持关闭。

换料水箱和化学添加箱充至最高液位。

备用状态系统的主要特征有:

1) 换料水箱到喷淋泵入口之间的阀门保持开启状态;化学添加箱出口母管的气动隔离阀开启。

2) 下列阀门均关闭:安全壳隔离阀、地坑到喷淋泵汲水口间的阀门、化学添加箱至两个喷淋系列的电动隔离阀、热交换器冷却水侧设备冷却水系统的阀门、试验回路阀门、安喷系统/安注系统连接管路隔离阀。

3) NaOH 溶液的搅拌机间断运行进行化学添加剂的混合。

(2) 直接喷淋阶段。

一旦接收到安喷信号,喷淋系统立即启动。若此时换料水箱的水位不低于低-3 (LOW 3) 定值,则安喷系统以“直接喷淋”方式启动,即喷淋水由喷淋泵从换料水箱汲取。

该阶段配置的主要特征有:

1) 两台喷淋泵启动。

2) 安全壳隔离阀开启。

3) 热交换器冷却水侧的设备冷却水系统的阀门开启,即热交换器投入。

安喷系统是自动启动的,泵电机的启动时间为 3s, 15s 内达到额定特性。5min 后,打开化学添加回路上的电动隔离阀,介质通过喷射器注入喷淋液。在启动期间,如果化学添加剂处于“低”水位,则化学添加回路上的电动隔离阀关闭。如果电动阀中的一个阀门不能关闭,则气动隔离阀可以提供附加的隔离。

化学添加箱内的液体约在 30min 内排空。设置 5min 的延迟时间是为了让操纵员诊断事故,判断喷淋系统是否误启动,从而确定 NaOH 溶液的注入是否必要。

(3) 再循环喷淋阶段。

直接喷淋阶段持续约 25min。

当换料水箱水位到达低-3 水位定值时,喷淋系统需自动转入再循环喷淋阶段,即喷淋泵由换料水箱汲水转换到从安全壳地坑汲水。此时换料水箱到喷淋泵间的隔离阀关闭,地坑到喷淋泵间的隔离阀开启,NaOH 溶液注入回路隔离。

再循环喷淋阶段有时可延续几个月的时间,一回路释放

到安全壳内的热量就是通过安喷热交换器排向设备冷却水系统,然后再由安全厂用水系统排向大海的。

再循环水是“多种”流体的混合物:

1) 换料水箱内的水。

2) 进入到喷淋水中的化学添加剂。

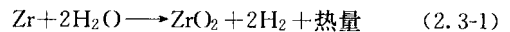
3) 溢入安全壳内的混有裂变产物以及放射性腐蚀产物的反应堆冷却剂。

4) 来自安注箱的水。

5) 安注系统的硼酸注入箱的水。

导出的热量包括堆芯剩余功率、一回路或二回路流体的显热、结构材料氧化放出的热量,还可能有锆水反应放出的热量。

当温度达到 850~900 °C 时开始锆水反应,即



由于喷淋流量比较大,一定时间以后,运行一个系列就足够了。由于锆水反应会产生氢气,当安全壳内氢浓度达到 1%~3% 时,启动氢复合装置(属于安全壳大气监测系统)进行消氢。

另外,由于安喷热交换器是专设安全设施中唯一的冷源,所以当安注系统处于再循环注入阶段时,需要安喷系统同时运行,以冷却安全壳地坑的水,导出热量。

(4) 特殊稳态运行。

当换料水箱的水温过高时,可以将安喷系统的一个系列置于再循环注入阶段来冷却换料水箱中的水,以便使其温度维持在 40°C 以下。开启试验通道实现这一功能。

(5) 特殊工况。

在发生失水事故(LOCA)较长时间(15d)后,如果两台安喷泵同时发生故障、或两台安注泵同时发生故障,为了确保事故后的长期余热导出,在安注、安喷系统之间设有接管,从而允许两个系统的泵互相支援。与此功能相关的事运行规程称为 H4 规程。

在安注泵发生故障时,由安喷泵提供应急给水,打开两个系统连接管道上的隔离阀,安喷泵从安全壳地坑汲水(经过安喷热交换器),并且排入安注系统。

在安喷泵发生故障时,由安注泵提供应急给水,安注泵经过安喷热交换器从安全壳地坑取水。

用这种备用方式,同一台泵可以保证堆芯冷却(通过低压注入)和安全壳地坑水的冷却。此时,不必保证安全壳的喷淋功能。

2.3 蒸汽发生器辅助给水系统

2.3.1 定义和功能

蒸汽发生器辅助给水系统(以下简称辅助给水系统)是压水堆核电厂重要的专设安全设施之一,同时也作为核蒸汽供应系统(NSSS)的辅助系统,兼有部分正常给水功能。

2.3.1.1 主要功能

承担作为专设安全系统的安全功能时,辅助给水系统可在下列工况下确保向蒸汽发生器供应足够的给水以导出堆芯的衰变热,直到反应堆冷却剂系统达到余热排出系统可投入的状态:

(1) 向蒸汽发生器供水的主给水系统完全失效。

(2) 失水事故、主蒸汽管线或给水管线破裂。

2.3.1.2 辅助功能

作为核蒸汽供应系统(NSSS)的辅助系统时,在下列情况下,辅助给水系统代替主给水系统向蒸汽发生器供应给水:

(1) 蒸汽发生器充水。

(2) 启堆时, 在反应堆冷却剂系统升温期间向蒸汽发生器供应给水。

(3) 在热备用或热停堆期间不能利用主给水系统时向蒸汽发生器供应给水。

(4) 冷停堆开始时, 在余热排出系统启动前, 为排出堆芯衰变热而向蒸汽发生器供应给水。

当主汽轮机没有运行时, 蒸汽发生器内水蒸发产生的蒸汽通过汽轮机旁路系统送往凝汽器。如果凝汽器不能用, 就把蒸汽排往大气。

下面以秦山第二核电厂为例说明蒸汽发生器辅助给水系统的设置和运行。

2.3.2 设计准则

2.3.2.1 安全准则

辅助给水系统的设计能够确保:

(1) 在长期热停堆时, 系统的贮水量足以使反应堆冷却剂系统转换到使用余热排出系统的工况 (确定最低贮水量与计算贮水箱的补水流量)。

(2) 在出现如厂外电源丧失故障的第Ⅱ类运行工况时, 稳压器不应完全充满, 即稳压器的安全阀不应在充水状态下运行 (确定要供水的蒸汽发生器的最少台数和所需的最低给水流量)。

(3) 在发生给水管路破裂事故的第Ⅳ类运行工况时, 假定受破裂影响的蒸汽发生器与蒸汽管道在 30min 之内完成隔离, 反应堆冷却剂系统不应发生大量沸腾 (计算所需总流量: 所需最低流量与破口流量之和)。

2.3.2.2 参数确定准则

(1) 厂外电源全部丧失。在厂外电源丧失的情况下, 辅助给水系统根据蒸汽发生器对给水流量的要求自动启动。

(2) 紧急停堆后的冷停堆。冷停堆条件决定了辅助给水贮水箱内的最少水储备容积 (在辅助给水最高温度, 即 50℃ 时)。

贮水箱有足够容积, 在紧急停堆后余热排出系统达到启动条件以前这段时间内, 它能排出堆芯余热和反应堆冷却剂系统设备的储热。

最重要的保守假设是: 在反应堆 100% 负荷加上功率测量误差的 2% 附加裕度条件下紧急停堆, 在此后的热停堆期间主泵仍继续运行。这就意味着每台主泵又额外贡献约 5MW 的热负荷。

在有些Ⅱ类工况下, 如厂外电源有或没有时的主给水丧失, 辅助给水贮水箱 (以下简称贮水箱) 的贮水能够提供:

1) 在紧急停堆后保持至少 2h 的热停堆 (反应堆冷却剂温度为 291℃), 需水量为 204m³。

2) 随后过渡到冷停堆直到达到余热排出系统投入条件 (反应堆冷却剂温度为 180℃)。

3) 有电源供应时, 最快降温速度为 28℃/h, 一台主泵运行, 冷却 4h, 再加 1h15min 的余热排出准备时间, 需要 364m³ 水量。

4) 没有电源供应时, 降温速率为 15℃/h, 达到余热排出系统启动条件要冷却 8h 左右, 再加 1h15min 的余热排出准备时间, 需要 375m³ 水量。

有厂外电源和无厂外电源两种情况所需要的水体积分别为 568m³ 和 519m³。

在Ⅳ类工况中, 贮水箱的容积足以允许在电站运行规程一致的时间限值内过渡到冷停堆。

其他如主给水管破裂事故, 贮水箱容积还包括通过管

道破口在 30min 内流失的水量。30min 是假定的操纵员干预时间。

应付上述工况所需要的水体积为 588m³。辅助给水贮水箱的容积设计为 790m³。

(3) 延长的热停堆运行。用这种运行条件确定向辅助给水贮水箱的额定补水流量。如果紧急停堆后热停堆时间需要延长到 2h 以上, 最初需要的辅助给水流量为 60m³/h。该值是给辅助给水系统提供除氧补水的除氧器的额定流量。

(4) 蒸汽发生器给水流量的需求。在辅助给水系统应急启动后, 至少要为一台蒸汽发生器在最高压力 8.6MPa (绝压) 下 (相当于蒸汽发生器二次侧设计压力) 供给 78m³/h 的最小流量。另一台蒸汽发生器的压力可能为 0.1~8.6MPa (绝对)。如果两台蒸汽发生器都可用, 那么每台需要的给水流量在最高压力 8.6MPa (绝对) 下至少为 25m³/h。

(5) 主给水管破裂。根据这个事件设计泵和限流孔板的特性。在此事件中, 用一台辅助给水电动泵或汽动泵向未受影响的一台蒸汽发生器供水, 得到大于 78m³/h 的注入流量。在向事故蒸汽发生器供水的辅助给水管线中, 电动泵和汽动泵提供的流量有所增加, 但不超过 200m³/h。通过破口的流量用孔板来限制。

2.3.2.3 系统设计原则

辅助给水系统必须确保在余热排出系统启动前至少向一台蒸汽发生器供给 100% 的需求流量。

(1) 符合单一故障准则。作为专设安全系统, 辅助给水系统的设计应满足单一故障准则。

辅助给水系统设置了两个相同的供水系列。每个系列并联设置了一台流量为 100% 的电动泵和一台流量为 100% 的汽动泵。每台泵出口管线上装有一个流量调节阀。

在余热排出系统启动前, 辅助给水的汽轮机能从蒸汽发生器获得足够的蒸汽驱动汽动泵, 以便满足蒸汽发生器的给水要求。一台汽动泵只用一台蒸汽发生器供汽就能满功率运行。供给汽动泵的蒸汽接口位于主蒸汽隔离阀的上游。

(2) 向辅助给水箱的补水供应。在正常工况下, 辅助给水除氧器系统或凝结水抽取系统向贮水箱供应除盐、除氧水。这些水在氮气覆盖下储存。

2.3.3 系统描述

辅助给水系统流程简图见图 2.3-9。

2.3.3.1 系统组成

辅助给水系统分为两部分: 每台机组专用的部分和两台机组共用的部分。

(1) 每台机组专用的部分。

每台机组专用的设备主要有: 一台辅助给水贮水箱、一组辅助给水泵和一组带有流量控制的给水管线。辅助给水泵从贮水箱吸入除盐、除氧的辅助给水, 泵送到主给水系统管道, 通过主给水管将辅助给水送入蒸汽发生器, 其接口在反应堆厂房内止回阀下游靠近蒸汽发生器的入口处。

系统设置了贮水箱取样和连接每台蒸汽发生器的辅助给水管线取样, 用以检查该系统的水质。

辅助给水泵组的组成如下:

1) 两台 100% 流量的汽动泵, 所用蒸汽分别从两条主蒸汽管线的蒸汽隔离阀上游抽取 (在运行前试验期间, 从辅助蒸汽分配系统抽取)。汽动泵的汽轮机排汽经消音器排往大气。

2) 两台 100% 流量的电动泵, 由柴油发电机组应急供电。

每台电动泵或汽动泵均设置相应的管道:

- 1) 供水管线 (除盐水)。
- 2) 通向两台蒸汽发生器的出口管线 (包括调节阀)。

(2) 两台机组共用的设备。

两台机组共用的设备是向每台贮水箱供水的除氧器装置, 其组成如下:

- 1) 一台进行水再循环的除氧器再循环水泵。
- 2) 一台再生热交换器。

3) 一台除氧器。

4) 一台输送除氧水的除氧水输送泵。

这些水泵都连接到由应急柴油发电机供电的安全设备配电盘上。

除氧器装置用以处理来自常规岛除盐水分配系统 pH 值为 9 的除盐水, 并送入辅助给水贮水箱或为贮水箱中的水除氧。如果需要, 它也可以借助再循环泵处理任一机组储水箱中的水。

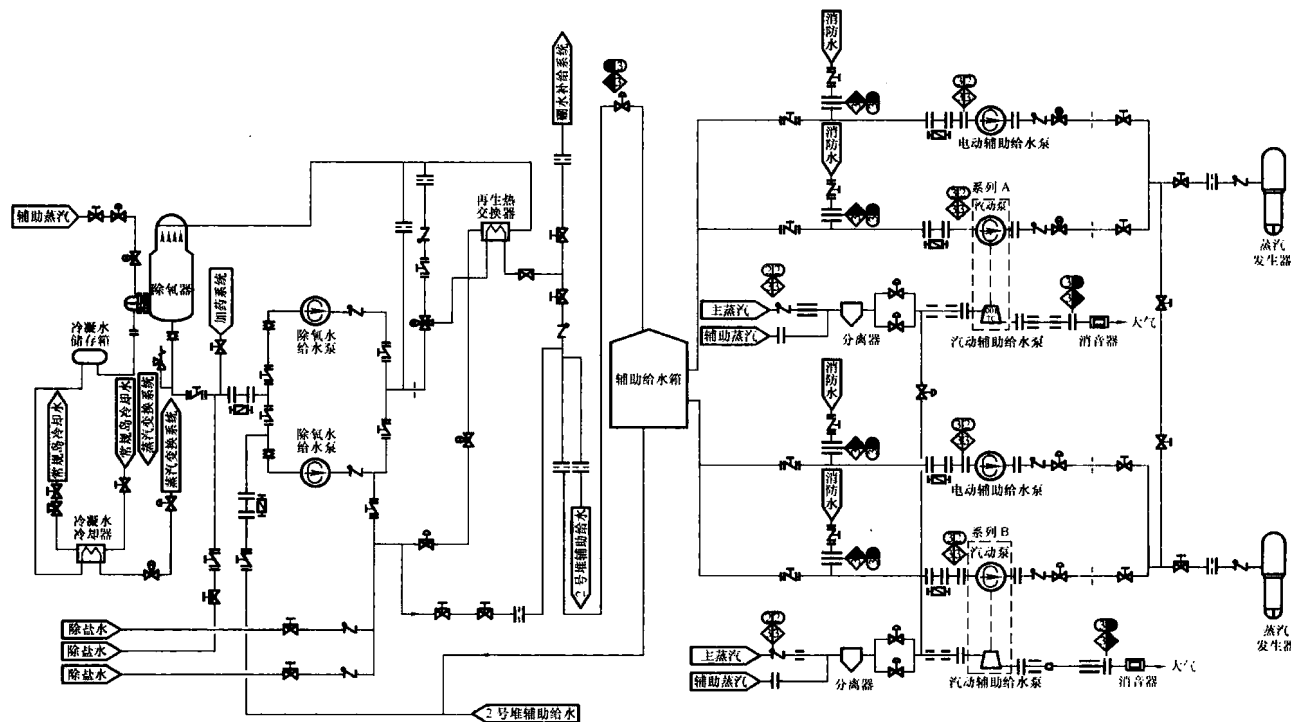


图 2.3-9 辅助给水系统流程简图

在除氧器的底部用一台输运泵收集除氧水, 并经再生热交换器送往每台机组的辅助给水箱。

化学加药系统的试剂注入和就地取样器分别用来矫正和检查送入水箱的水的化学特性。

在除氧器装置不能用的情况下, 可以通过旁路管道将厂内常规岛除盐水箱的 pH 值为 9 的除盐水为辅助给水贮水箱供水。

从每台机组凝结水泵的出口管到除氧器装置出口有一根接管, 确保凝汽器的水可以用作一个补给水源。

2.3.3.2 设备描述

(1) 辅助给水箱。

辅助给水箱是一个具有一定水质要求的永久性贮水箱。它能承受安全停堆地震 (SL-2), 属于核规范 3 级设备。在所有的运行工况下它与四台辅助给水泵相连接, 提供短期的储备水量。水箱安装在一个封闭的、能抗地震和防各种飞射物的房间内。

辅助给水箱的容量是 790m^3 , 足以满足安全要求。它装有已经处理到 pH 值为 9 的除盐、除氧水。为保证水箱内的水保持适当低的含盐量和含氧量, 在水箱顶部用氮气覆盖, 使水中的最大含氧量低于 0.1ppm 。

用呼吸阀来防止水箱超压和负压。水箱还安装了一个溢流管, 在水箱满水后供水无法停止时使用。

水箱内水温维持在 7°C 以上, 以防止过冷。

辅助给水储水箱的充水及补水水源有:

1) 凝结水系统。这是第一选择水源, 应尽可能从另一机组的凝结水抽取系统的凝结水泵或从本机组凝结水泵 (若凝结水抽取系统可以运行) 向水箱充水或补水。这种操作方法的好处是比较快, 而且留下除氧器供可能出现的硼和水补给系统需求时使用。

2) 常规岛除盐水分配系统的水经除氧器除气后向贮水箱供水。

3) 常规岛除盐水分配系统的水直接向水箱供水。这种情况仅适用于比较紧急的工况。

(2) 辅助给水电动泵。

电动泵是多级卧式离心泵, 每台泵用 6.0kV 的异步电动机驱动。

电动泵是自润滑的, 其润滑系统能在 50°C 的给水温度下运行。辅助给水电动泵的轴承在启动前不需要预先润滑。

电动泵和电动机由其自身输送的流体进行冷却。

每台泵的旁通流量排往贮水箱, 在定期试验期间把它作为一个永久性的最小流量管线使用。

每台辅助给水电动泵在蒸汽发生器设计压力, 即 8.6MPa (绝对) 下的流量为 $85\text{m}^3/\text{h}$, 总扬程为 1062m 。在泵正常运行工况下, 其有效净正吸入压头 (NPSHa) 大于

需要净正吸入压头 (NPSH_r), 即使当水箱水位处于低-低水位, 在要求的最大流量下运行以及水箱内没有氮气加压的情况下也是如此。

(3) 汽动辅助给水泵。

汽动泵为卧式多级离心泵, 泵与汽轮机是一整体结构形式。

通过两根管道向汽轮机供应蒸汽, 每根管道接入主蒸汽隔离阀上游的一根主蒸汽管。每根管道装有一台气动隔离阀, 它能在维修汽轮机时进行双重隔离, 或在一回路/二回路之间发生泄漏破裂时隔离被污染的蒸汽管道。

两根管道中每根都装有汽水分离器。在汽轮机进口附近的两相分离器前面的蒸汽进口管处于热态 (加热和排气)。该分离器在运行瞬变的某些阶段排走凝结水, 从而改善蒸汽品质。汽水分离器出口靠近汽轮机处, 每台汽轮机的入口管线设有两台并联的气动阀, 气动阀开启后便可启动汽轮机。

汽动泵的运行特性由压差调节器进行调节。

超速保护装置可以在 110% 额定转速时进行电气保护; 在 115% 额定转速时进行机械保护。

乏汽经过消音器直接排向大气。

汽动泵的容量略高于两台电动泵的容量 [在蒸汽发生器额定压力 8.6MPa (绝对) 下流量大于 85m³/h]。

每台泵的旁通流量排往贮水箱, 在定期试验期间把它作为一个永久性的小流量管线使用。

该汽动泵在启动前不需要预热或预先润滑, 完全不需要任何电源。

(4) 阀门和配件。

在控制室操作辅助给水调节阀, 把每台蒸汽发生器的流量调节到需要值。电动泵或汽动泵的自动启动也会自动使这些阀门完全开启。只有在控制室使这个信号复位以后才能进行流量控制。

2.3.3.3 启动信号

辅助给水系统的启动信号包括:

(1) 安注信号。安注信号直接启动两台电动辅助给水泵。同时, 安注信号使电动主给水泵跳闸, 并且隔离主给水流量调节系统的主阀和旁路阀。电动主给水泵的跳闸信号 (延时 5s) 确认两台电动辅助给水泵的启动。

(2) 某台蒸汽发生器高高水位 (P14 出现)。当蒸汽发生器水位太高时, 旋叶式分离器及干燥器将无法正常工作, 蒸汽可能带水进入汽轮机, 导致汽轮机叶片损坏。当蒸汽发生器水位达到量程的 75% 时, 出现 P14 信号, 触发汽轮机脱扣, 电动主给水泵跳闸和主给水流量调节系统的主阀及旁路阀关闭。主给水泵的跳闸信号 (5s 后) 将触发两台电动辅助给水泵启动。

(3) 电动主给水泵跳闸。来自给水回路的信号引起电动主给水泵的跳闸。在确认电动主给水泵跳闸之后, 两台电动辅助给水泵将自动启动。

(4) A、B 列 6.0kV 交流配电系统母线电压低。当 A、B 列 6.0kV 交流配电系统电源丧失时, 凝结水泵停转, 则一回路的过热将很严重。通过对凝结水泵供电系统母线的测量能够确定电压的降低。

如果凝结水泵的供电母线失电 ($U = 0.65U_n$), 一定时间延迟 (6s) 后, 两台电动辅助给水泵启动。

(5) 主泵转速低。主泵供电母线失电后, 转速将降低, 由于主泵惯性飞轮的存在和自然循环的作用, 一回路冷却剂流量将维持一定的时间。为了疏导余热, 需要继续维持蒸汽发生器的给水。如果堆功率不大于 10%RP, 这一事故

不会对机组产生危害。

(6) 某台蒸汽发生器水位低。在主给水泵跳闸或凝结水泵丧失等这样的正常给水丧失的事故工况下, 蒸汽发生器的导热能力下降。表征蒸汽发生器导热能力的参数可以是其水位或者其给水流量, 因此当某台蒸汽发生器水位低 (量程 15%) 信号出现后, 延时 8min, 两台电动辅助给水泵及两台汽动辅助给水泵将自动启动。

(7) 某台蒸汽发生器水位低, 且其给水流量低。此信号出现时, 立即启动两台辅助给水电泵及两台辅助给水汽泵。

(8) ATWT 信号。ATWT 即未能紧急停堆的预期瞬变 (Anticipated Transient Without Trip)。该信号是两个信号的组合, 一个是两台蒸汽发生器给水流量低信号, 一个是中间量程测得的堆功率大于 30%RP 信号。

ATWT 信号出现后, 启动两台辅助给水电泵和两台辅助给水汽泵。

ATWT 信号除可触发辅助给水系统启动外, 还可触发紧急停堆、汽机脱扣和闭锁汽轮机旁路系统第三组排放阀的开启。

(9) 手动控制。辅助给水电泵及辅助给水汽泵均可手动控制。

另外, 需要说明的是, 紧急停堆时辅助给水系统不一定启动。当发生紧急停堆 (P4) 时, 汽轮机脱扣, 给水加热回路停止加热, 进入蒸汽发生器的给水相对变冷, 就维持一回路平均温度 $T_{avg} = 290.8^{\circ}\text{C}$ 来说, 给水流量显得过大, 可能造成一回路过冷, 因此当紧急停堆, 并出现一回路平均温度低 ($T_{avg} < 295.4^{\circ}\text{C}$) 信号时, 隔离主给水系统的主阀, 旁路阀极化运行, 保持一定的开度 (相应于 10% Q_n 的给水流量), 但不会触发辅助给水系统启动。

2.3.3.4 系统的运行

(1) 总则。

系统运行的依据是, 辅助给水系统在收到启动信号后 1min 内就可以把水注入蒸汽发生器。所用的水来自不同的水源。

(2) 反应堆的正常运行。

在反应堆正常运行期间, 辅助给水系统通常是停运的。在反应堆启动期间, 当主给水系统不能用时, 就用辅助给水系统供水。反应堆停堆时, 在余热排出系统启动前可以先投用辅助给水系统。

在这些工况下, 辅助给水箱充满除盐、除氧水 (790m³ 容量); 氮气覆盖层保持 0.012MPa (表压)。电动泵全部关闭, 处于自动或手动待启动状态。

汽动泵也都是停运的, 进汽阀门关闭。主蒸汽系统的阀门开启, 确保蒸汽对辅助给水汽泵蒸汽管道的预热以及汽动泵的及时投运。

(3) 引起辅助给水启动的条件 (安全功能)。

每当没有足够的给水供应时, 辅助给水系统就部分或全部启动。这种给水丧失本身可能构成一个始发事件, 也可能是其他事件的后果。

在任何要用蒸汽发生器带走热量的事故情况下 [失水事故 (LOCA)、主蒸汽管或给水管破裂], 都要启动辅助给水系统。

(4) 自动启动信号情况下的运行。

当出现表 2.3-7 中所列信号之一时或手动控制时, 这些泵将以下列方式启动:

表 2.3-7 辅助给水泵的自动启动信号

状 态	电动辅助 给水泵	汽动辅助 给水泵	注 释
一台蒸汽发生器高高水位			
一台蒸汽发生器 2/4 信号	×		
主汽轮机脱扣			
反应堆紧急停堆			
关闭主给水阀门			
停掉电动主给水泵			
蒸汽发生器低低水位			
一台蒸汽发生器 2/4 信号和主给水低 流量信号	×	×	
反应堆紧急停堆			
主汽轮机脱扣			
关闭蒸汽发生器排污阀			
一台蒸汽发生器 2/4 信号	×	×	8min 延迟
反应堆紧急停堆			
主汽轮机脱扣			
关闭蒸汽发生器排污阀			
反应堆冷却剂流量丧失—紧 急停堆			
反应堆冷却剂泵的低低转 速+P7		×	
关闭蒸汽发生器排污阀			
凝结水泵或反应堆冷却剂 泵配电盘的 1/2 低电压信号	×		
关闭蒸汽发生器排污阀			
安全注入信号			
安注信号	×		
关闭主给水系统阀门			
停掉主给水系统的电动泵			
汽轮机脱扣			
关闭蒸汽发生器排污阀			
ATWT 信号			
主给水的低流量信号+ 中间量程堆功率大于定值	×	×	
汽轮机脱扣			

注 直接启动由反应堆保护系统的直接信号启动 (×——直接启动;
×——间接启动)

1) 电动泵的启动。

该泵启动之前,电动泵组的给水调节阀应已开启。尽管如此,与启动指令同时发出开启调节阀的指令信号。

根据蒸汽发生器水位,利用调节阀以手动方式实现流量控制。

2) 汽动泵的启动。

快速关闭的调节阀正常是开启的。汽动泵通过(自动或手动)开启蒸汽供给阀来启动。该泵有两个超速保护机构(一个电气机构,一个机械机构),其超速保护阈值分别为110%和115%。

同电动泵一样,当汽动泵启动时,该泵系统的给水调节阀应已开启或将要自动开启。

当汽轮机进汽阀开启后,操纵员可以关闭给水调节阀来抑制给水注入。在控制室手动操作这些阀门,根据每台蒸汽发生器水位的变化来调节通向它的给水流量。

3) 进一步操作。

为了保持正确的蒸汽发生器水位,操纵员将首先停运汽动泵,然后在需要时停运电动泵。

当水箱内水位降低时,利用氮气供应系统的背压调节阀保持氮气压力不变。

如果热停堆时间需要延长,并且辅助给水箱水容积不足

时应及时补水。

实际上辅助给水系统一启动就开始向辅助给水箱供应除氧水。

2.4 安全壳氢浓度控制和空气监测系统

该系统包括下列子系统:

- (1) 反应堆厂房大气化学监测子系统。
- (2) 保健物理监测子系统。
- (3) 物理监测子系统。

2.4.1 反应堆厂房大气化学监测子系统

本子系统可以:

- (1) 在 LOCA 事故以后几小时内以闭路方式:
 - 1) 对安全壳内大气中的氢浓度进行空气取样和测量。
 - 2) 对安全壳内大气中的氢浓度进行连续监测。
 - 3) 使大气混合以避免氢积聚在安全壳拱顶处。
 - 4) 借助复合器使氢浓度保持在最大不超过 4.1% (按体积计)。

(2) 在正常运行期间以开路方式,即对安全壳内大气进行小风量清洗,并使排气经 HEPA 高效过滤器和碘吸附器过滤,这一方式本身又可以:

- 1) 降低由惰性气体(特别是 Kr-85 和 Xe-133)和氟(氟化水蒸气)引起的放射性浓度,以便使人员可以进入。
- 2) 在机组启动和正常运行工况下,根据安全壳大气压力的变化,保持安全壳与外部之间的潜在过压最大不超过 0.006MPa。
- 3) 在整体密封性试验(定期试验)以后,当安全壳表压小于 0.01MPa 时加快完成安全壳放气。

2.4.2 安全壳试验子系统

该系统利用压缩空气生产系统的空气压缩机向安全壳充气做整体密封性检查。该试验在反应堆首次启动前和以后的定期试验时进行。

(1) 保健物理监测子系统。保健物理监测子系统用于连续测量安全壳内大气中的气溶胶、碘及惰性气体的放射性浓度。该测量提供启动或停运安全壳小风量清洗所必需的信号,必要时还发出在辐射防护可接受条件下允许人员进入安全壳的信息。

(2) 安全壳大气物理监测子系统。该子系统用于连续监测安全壳内的压力和温度。

(3) 取样、混合和复合子系统。该系统设计成为避免氢和氧形成易爆混合物而带来可能危及安全壳完整性的任何危害。为确保此功能,在安全壳内的部件必须首先能承受 LOCA 后的工况。

该子系统是安全相关系统,具有对安全壳大气中的氢浓度进行连续监测的功能。

1) 小风量清洗回路。该回路具有辐射防护功能,用于减少释放在安全壳内的惰性气体的放射性。在出现事故或异常放射性浓度时该子系统停运,并关闭其安全壳隔离阀。该子系统不是安全相关系统。

2) 安全壳试验子系统。虽然该子系统用于定期检查安全壳密封性能,但它不具有与公众安全直接有关的功能。该系统不是安全相关系统。

3) 保健物理监测子系统。该系统不具有与公众安全直接有关的功能,不是安全相关系统。

4) 安全壳大气物理监测子系统。压力测量信号用于反应堆保护系统和事故后监测系统。该系统是安全相关系统。

2.4.3 系统组成

(1) 安全壳大气化学监测子系统。

1) 在 LOCA 以后的闭路情况下, 利用两根 100% 流量率管线中的一根及相应的移动式取样和复合设备对大气进行取样、混合和复合。

2) 在 LOCA 后闭路情况下, 氢分析仪与安全壳大气化学监测系统的风机相连, 对安全壳大气中的氢浓度进行连续监测。

3) 在正常运行时或安全壳降压完成后小风量清洗的开路情况下, 使用一根管线外加过滤及排气支路。

(2) 安全壳试验子系统。仅在机组停运时工作。空气经升压管线输入, 然后用可移动设备连接至公用压缩空气分配系统。试验后空气用排气管线排出, 然后用可移动设备连接至环廊房间通风系统。第三条管线被用作与试验仪表相连。

(3) 保健物理监测子系统。该系统能连续工作并被连接到辐射防护监测系统的辐射测量设备。

(4) 物理监测子系统。该系统能连续工作, 其测量设备被连接到反应堆保护系统。

2.4.4 主要设备技术参数

主要设备技术参数见表 2.3-8。

2.5 安全壳隔离系统

2.5.1 系统功能

安全壳隔离系统是核电厂第三道密封屏障的一部分, 其功能是:

(1) 当反应堆冷却剂系统发生失水事故时, 隔离专设安全设施的运行所不需要的那些贯穿安全壳的管路, 以防止或减少放射性物质向环境释放。

(2) 主蒸汽管路破裂时, 由蒸汽管路隔离信号隔离蒸汽发生器, 防止反应堆冷却剂系统过冷或安全壳超压。

(3) 安全壳内发生燃料操作事故后, 安全壳隔离系统隔离安全壳大气, 以抑制放射性物质向环境释放。

表 2.3-8

安全壳氢浓度控制和空气监测系统设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	高效粒子空气过滤器	2	过滤效率: >3000; 最大阻力: 350Pa; 最高温度: 44℃	不锈钢	NC	NA	QNCa	NO
2	预过滤器	2	过滤效率: 85% 最大阻力: 150Pa; 最高温度: 60℃	不锈钢	NC	NA	QNCa	NO
3	碘吸附器	2	吸附效率 (分子碘): >5000; 最大阻力: 360Pa	不锈钢	NC	NA	QNCa	NO
4	氢复合器	2	额定风量: 119m ³ /h		2	NA	Q2	1A
5	风机	4	风量: 1500m ³ /h; 静压: 5500Pa 电机转速: 2900r/min 额定功率: 9kW 电压: 380V	碳钢	LS	NA	Q2	1A

2.5.2 系统描述

安全壳隔离系统是一个功能性系统, 实体上它不是一个独立的系统, 分别属于各个相关系统, 涉及约 20 多个系统。

安全壳隔离系统包括安全壳机械贯穿件、隔离阀及贯穿件与隔离阀之间的管道, 不包括安全壳电气贯穿件、设备闸门、空气闸门及燃料转运通道。机械贯穿件是管道穿过安全壳的一种密封装置, 它能保证管道与安全壳之间不会产生泄漏。隔离阀根据相关系统的具体情况确定, 一般按如下规则设置:

(1) 对贯穿安全壳, 且与反应堆冷却剂系统相连, 或与安全壳内大气直接连通, 或在安全壳内不成为封闭系统的管路, 按下列方式之一设置隔离阀:

1) 安全壳内外各设一个锁关的隔离阀。

2) 安全壳一侧 (内或外) 设一个自动隔离阀, 另一侧设一个锁关的隔离阀。

3) 安全壳内外各设一个自动隔离阀。

4) 事故后要求隔离, 但在安全壳内不可能操作时, 在安全壳外设两个自动隔离阀。

5) 在可以表明只有一个隔离阀开启或关闭时可以改进系统运行的可靠性, 并同时满足下述条件的情况下, 可以只在安全壳外设一个自动隔离阀:

a. 系统在安全壳外是封闭的。

b. 系统能适应部件的单一故障。

c. 该系统属专设安全设施。

d. 安全壳贯穿件至阀门 (包括阀门) 之间的系统部分被封闭在一个密封包壳内。

(2) 对贯穿安全壳, 并满足在安全壳内是封闭系统要求的各条管路, 在安全壳外至少设置一个隔离阀。该阀可以是

自动隔离阀、锁关的隔离阀或远距离手动控制的隔离阀。

一个系统只有满足下列要求, 才能被认为在安全壳内是封闭系统:

1) 系统既不与反应堆冷却剂系统相连, 也不与安全壳内大气相通。

2) 系统能防要求安全壳隔离的事故所引起的内部飞射物和高能管道破裂效应。

3) 系统属于安全 2 级, 抗震 I 类。

4) 系统能承受安全壳的设计温度。

5) 系统能承受至少与安全壳试验压力相等的外部压力。

6) 系统能承受失水事故后的环境条件。

7) 系统能防隔离后该系统内部流体的热膨胀引起的超压。

(3) 对安全壳内外都是封闭系统的某些仪表管路, 不设置安全壳隔离阀。

安全壳隔离阀典型设置方式见图 2.3-10, 图中 LC 表明该阀门是锁闭的。

2.5.3 设计准则

安全壳隔离系统的设计应满足下列准则:

(1) 满足单一故障准则。

(2) 能够防飞射物袭击和管道甩击。

(3) 机械设备为安全 2 级, 电气设备为 1E 级。

(4) 能够承受安全壳的设计温度和试验压力。

(5) 能够在地震时维持其功能。

(6) 一个简单的止回阀不能用作安全壳外的自动隔离阀, 但可以用在安全壳内侧 (流体进入安全壳内的管线上)。

(7) 自动隔离阀设计成当丧失动力源时处于安全位置。

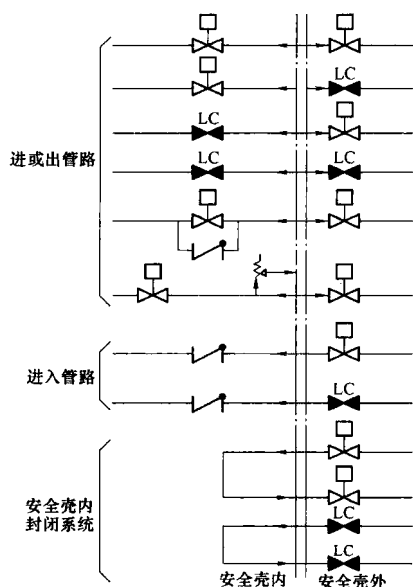


图 2.3-10 安全壳隔离阀典型设备方式

(8) 安全壳外侧的隔离阀尽可能靠近安全壳。

(9) 每个动力驱动的安全壳隔离阀除自动启动外，还可以由安装在控制室的阀门手动开关来控制启闭，在控制室设有阀位指示，在阀门装置上也设有就地机械式阀位指示。

(10) 对于与安全壳大气相通的系统应选择尽可能短的关闭时间，以防止安全壳内发生事故（LOCA、燃料操作事故）时安全壳内大气通过这些回路向外泄漏。对于其他系统，在阀门具备良好的机械性能，也便于操作，而且阀门动作不会产生有害瞬态现象的条件下，尽可能选取短的关闭时间。

2.5.4 系统运行

正常运行时，安全壳隔离阀按照其所属系统的要求处于相应的开关位置。

发生事故时，由来自反应堆保护系统的隔离信号自动关闭安全壳隔离阀，安全壳自动隔离信号优先于控制安全壳隔离阀的其他信号。另外，对动力驱动的安全壳隔离阀也可以从控制室手动控制。

(1) 安全壳自动隔离信号只隔离那些专设安全设施运行所不需要的贯穿安全壳的工艺管道。安全壳自动隔离分两个阶段启动：A 阶段和 B 阶段。

A 阶段隔离信号由反应堆安注信号启动，隔离那些其隔离不会增加安全壳设备受破坏可能性，且是专设安全设施的运行所不需要的贯穿安全壳的工艺管路。在 A 阶段隔离的同时，应急柴油发电机启动，安注泵及其支持系统都开始运行。

出现下列情况之一时，产生安全壳 A 阶段隔离：

A——稳压器低—低压力。

B——安全壳内高压（高压 2）。

C——蒸汽管路高流量，并伴随蒸汽管路低压力或低—低反应堆冷却剂平均温度。

D——任一蒸汽管道低压力。

B 阶段隔离由安全壳内高压（高压 4）信号启动，隔离那些在 A 阶段没有隔离，且是专设安全设施运行所不需要的贯穿安全壳的工艺管道。B 阶段隔离的同时，安喷系统启动。

由反应堆保护系统自动启动的安全壳隔离阀中，一般来讲，安全壳内的隔离阀由 A 系列启动，安全壳外的隔离阀由 B 系列启动，但是余热导出系统供水管路的设备冷却水阀门例外，这些管路的安全壳隔离信号与相关的余热导出系列相同。安全壳大气监测系统的安全壳贯穿件有两个隔离

阀，它们均设置在安全壳外，其中一个阀门由 A 系列驱动，另一个阀门由 B 系列驱动。

(2) 主蒸汽管路发生破裂时，由蒸汽管路隔离信号关闭主蒸汽隔离阀，隔离蒸汽发生器，以防止反应堆冷却剂系统过冷或安全壳超压。

蒸汽管路的隔离由下列信号之一启动：

A——蒸汽管路高流量，并伴随蒸汽管路低压力或反应堆冷却剂低—低平均温度。

B——低—低蒸汽管路压力。

C——安全壳内高压（高压 3）。

(3) 安喷系统和安注系统属于专设安全设施，在发生 LOCA 事故或二回路管道破裂后需要运行，其电动隔离阀不由自动隔离信号控制，而由主控室远距离手动控制。

(4) 安全壳内发生燃料操作事故时，安全壳自动隔离信号不启动。当安全壳内或排放烟囱中探测出高放射性信号时，关闭安全壳换气通风系统、安全壳大气监测系统、核岛疏水排气系统的安全壳隔离阀，从而隔断安全壳和辅助厂房之间的开放通道。

2.5.5 试验和检查

必须进行试验以检查安全壳隔离系统是否能满足其安全功能，这些试验包括：

(1) 定期泄漏检查。

(2) 管道贯穿件在役检查。

(3) 隔离阀定期驱动试验。

3 核辅助系统

3.1 化学和容积控制系统

3.1.1 系统功能

化学和容积控制系统为反应堆冷却剂系统提供以下服务：

(1) 反应堆冷却剂容积控制。

(2) 反应堆冷却剂化学控制：

1) 与硼和水补给系统共同完成硼浓度的调节，从而控制反应性。

2) 控制气体的浓度。

3) 净化和过滤。

4) 含氧量和 pH 值的控制。

(3) 反应堆冷却剂泵密封水注入。

还提供以下服务：

1) 为稳压器提供辅助喷淋。

2) 稳压器满水时控制反应堆冷却剂系统压力。

3) 为余热排出系统的投运作准备。

4) 为反应堆冷却剂系统充水、排水和进行水压试验。

5) 高压安注（化学和容积控制系统的一部分与安注系统共用）。

3.1.2 系统设计所采用的基准

3.1.2.1 反应堆冷却剂容积控制

化学和容积控制系统维持反应堆冷却剂系统中冷却剂的装量，并使稳压器液位在所有正常运行模式下（包括从冷停堆启动、满功率运行及机组冷停堆等模式）维持在允许的范围内。另外本系统还有足够的补给能力以维持反应堆冷却剂系统发生小泄漏时最低限度的装量。

3.1.2.2 反应堆冷却剂水化学控制

(1) 反应性控制。化学和容积控制系统与硼和水补给系统，对反应堆冷却剂中的中子吸收剂（硼）的浓度进行调

节,以控制由于冷停堆和热态满功率运行之间的温度变化、燃耗效应和可燃毒物燃耗、燃料中裂变产物积累和氙瞬变等引起的反应性变化。

化学和容积控制系统还可以通过硼和水补给系统的两个硼酸储存箱中的任何一个,并经两条管线中的任意一条,对反应堆冷却剂系统的反应堆冷却剂进行硼化。

(2) 气体浓度控制。化学和容积控制系统可以调节反应堆冷却剂中的可溶性气体(种类及含量),以防止裂变气体的聚积、腐蚀和爆炸。

(3) 净化和过滤。化学和容积控制系统能去除反应堆冷却剂中以离子或微粒形式存在的裂变和活化产物,以控制工艺管线中的辐射水平,并减少由于泄漏引起的放射性的释放。

(4) 含氧量和 pH 值控制。化学和容积控制系统与硼和水补给系统可以将化学试剂加入到反应堆冷却剂系统中,以控制初次启动和随后运行的冷却剂的 pH 值。另外可以在启动期间清除冷却剂中的氧,并抑制反应堆冷却剂在堆芯辐照分解时产生氧。

3.1.2.3 反应堆冷却剂泵密封水注入

化学和容积控制系统能连续地向反应堆冷却剂泵密封供给经过滤的密封水。

3.1.2.4 为稳压器提供辅助喷淋

化学和容积控制系统提供了稳压器在正常喷淋出现故障时的辅助喷淋手段(例如,当反应堆冷却剂泵不可用时),以便控制反应堆冷却剂系统的压力。它在反应堆冷却过程中

稳压器汽腔消失后,也可对稳压器进行降温冷却。

3.1.2.5 稳压器满水时控制反应堆冷却剂系统的压力

当稳压器满水时,使用化学和容积控制系统的低压下泄管线或余热排出系统—化学和容积控制系统连接管线,可以控制反应堆冷却剂系统的压力。

3.1.2.6 为余热排出系统的投运作准备

化学和容积控制系统在余热排出系统运行前为其提供投运准备:

- (1) 调节硼浓度。
- (2) 加热余热排出系统到正常运行温度。
- (3) 升高压力。

3.1.2.7 为反应堆冷却剂系统充水、排水和进行水压试验

化学和容积控制系统为反应堆冷却剂系统提供充水和排水手段。

化学和容积控制系统可以直接在最大规定试验压力下供水,以验证反应堆冷却剂系统的完整性。

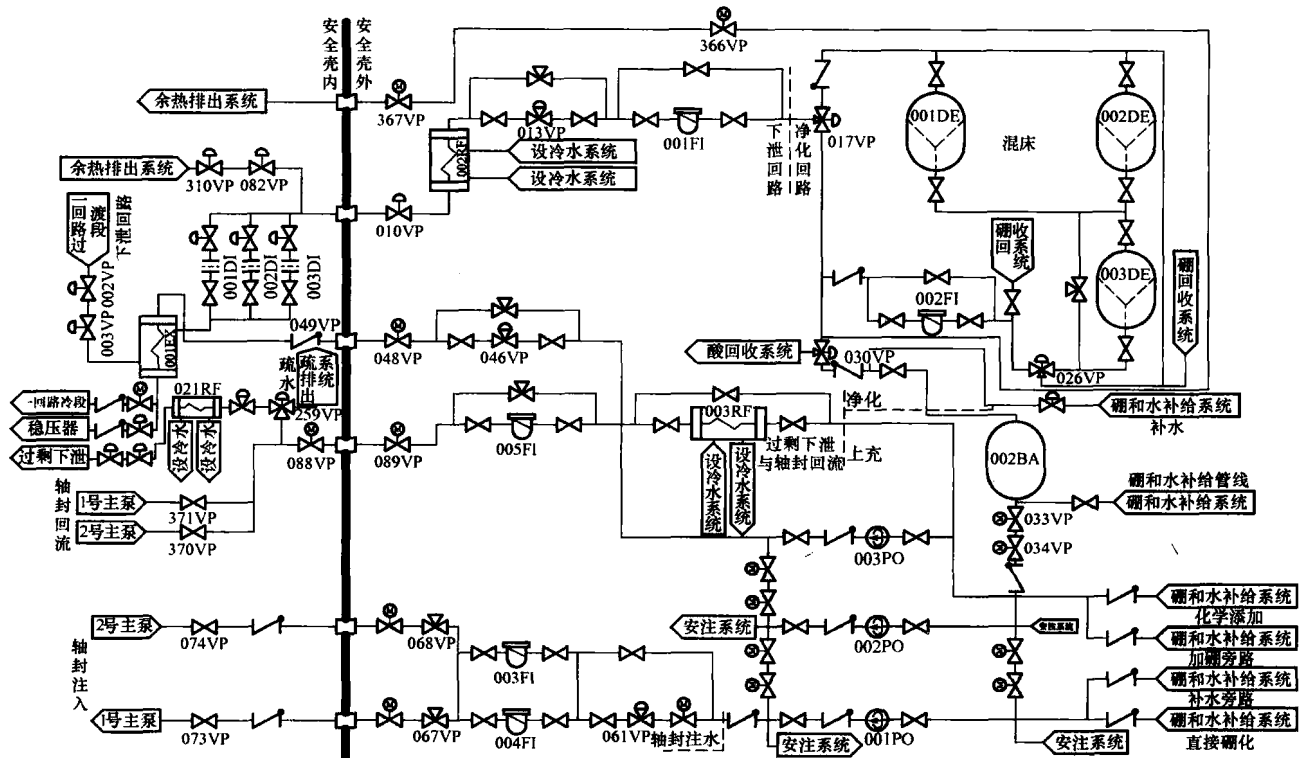
3.1.2.8 高压安注

化学和容积控制系统中的上充泵也用作安注系统的高压安注泵。在丧失冷却剂(LOCA)期间,除上充泵和属于安注通道上的管道外,本化学和容积控制系统是隔离的。

下面以秦山第二核电厂为例说明化学和容积控制系统的设置和运行。

3.1.3 系统描述

化学和容积控制系统流程见图 2.3-11。



冷却剂流经下泄过滤器和一台混合床除盐器。当反应堆冷却剂需要进一步净化时,再经过阳床除盐器,该阳床除盐器间歇运行。

裂变气体从容控箱气相经过疏排系统被排到废气处理系统。尤其在冷停堆或换料停堆前,在向容控箱内通氮气置换氢气之后,反应堆冷却剂系统的除气由硼回收系统的除气塔来完成。

三台上充泵从容控箱吸水,并将已降温、净化的反应堆冷却剂打回反应堆冷却剂系统回路。正常情况下只用一台上充泵。该上充流分为两路,其中的大部分流经再生热交换器的管侧返回到反应堆冷却剂系统回路;另一路用于反应堆冷却剂泵的密封注入。

上充流流经再生热交换器管侧,与壳侧的下泄流换热,上充流的温度提高到接近反应堆冷却剂的温度。然后将此上充流注入反应堆冷却剂系统的冷段。上充流在再生热交换器出口还另外设有一条称为辅助喷淋管线的流道接到稳压器的喷淋管线上。

上充流的一部分经一台密封水注入过滤器流向反应堆冷却剂泵。此密封水从1号密封与主泵轴承之间的某一点注入。并在此处分流,其中一部分经轴承和热屏进入反应堆冷却剂系统,而余下部分沿主泵轴承向上,冷却1号密封。1号密封的泄漏流排入一共用母管,然后经密封水返回过滤器、密封水热交换器直至上充泵的吸入侧。有极小一部分密封水泄漏流量流经2号密封。3号密封是反应堆冷却剂向安全壳大气空间泄漏的最后一道屏障。

当正常下泄通道无法运行时,过剩下泄通道作为反应堆冷却剂系统的备用下泄通道。反应堆冷却剂从反应堆冷却剂泵吸入口排出,流经过剩下泄热交换器的管侧。在该热交换器的下游设有一台远距离气动调节阀控制过剩下泄流量。一般情况下,该下泄流汇入1号密封排出母管,经密封水返回过滤器及密封水热交换器至上充泵的吸入侧。过剩下泄流也可以直接流入反应堆冷却剂疏水箱(核岛疏水与排气系统001BA)。

因负荷变化而引起的反应堆冷却剂系统装量的波动,其大部分由稳压器吸收。容控箱吸收因冷却剂膨胀而没有被稳压器吸收的那部分波动量。若容控箱内液位超出正常运行范围,则有一控制器调节反应堆冷却剂过滤器下游的三通阀,将一部分下泄流排到硼回收系统。

(2) 反应堆冷却剂净化和化学控制子系统。

1) pH值控制。所用pH值控制剂为含浓缩锂-7同位素的氢氧化锂。反应堆冷却剂系统中锂-7浓度维持在规定的范围内。当浓度超出该范围时,尤其是在堆芯循环的前期,下泄管线上的阳床除盐器将与混合床除盐器串联运行。当锂-7的浓度低于限时,可通过上充泵将氢氧化锂注入反应堆冷却剂系统中。该溶液用硼和水补给系统设备制备,并注入上充泵吸入母管。

2) 含氧量控制。当反应堆在冷态下启动时,加入联氨作为除氧剂。联氨溶液加入反应堆冷却剂系统的方法与pH值控制剂相同。

3) 反应堆冷却剂净化。下泄流通过下泄过滤器,除去所有可能出现的颗粒状物质,此后再流经混合床除盐器。在下泄管线上设置了两台混合床除盐器,用以净化下泄流。除盐器可以除去离子态腐蚀产物和某些裂变产物。正常运行时使用一台混合床除盐器,如需进一步净化,可间歇补充使用阳床除盐器。阳树脂主要除去净化流中的铯和锂同位素。

在反应堆运行期间,当运行中的除盐器内树脂失效时,第二台混合床除盐器作为备用装置投入使用。

为了对下泄流作进一步的净化。一个气动阀可将来自余热排出系统的旁通流入下泄热交换器上游的下泄管线。该流体流经下泄热交换器、下泄过滤器、混合床除盐器和反应堆冷却剂过滤器到容控箱。然后该流体经过正常上充管线返回到反应堆冷却剂系统。当反应堆冷却剂系统压力低时,运行着的上充泵可关闭,反应堆冷却剂不经容控箱和上充泵而直接返回到余热排出系统。

3.1.3.2 设备描述

(1) 上充泵(001、002、003PO)。上充泵的作用是将冷却剂注入反应堆冷却剂系统。所有与反应堆冷却剂接触的部件均由奥氏体不锈钢或其他耐腐蚀材料制造。上充泵为卧式多级离心泵,其密封处设有引漏管,将泄漏液在进入大气前收集起来。为防止离心式上充泵排出口阀门关闭而使泵损坏,设有一条小流量循环管线。

该上充泵也充当安注系统的高压安注泵。

(2) 再生热交换器(001EX)。再生热交换器设计成通过加热上充流来回收下泄流的热量。下泄流流过下泄热交换器的壳侧,上充流流过管侧。

(3) 下泄热交换器(002RF)。下泄热交换器把下泄流冷却至混合床除盐器装置的运行温度。反应堆冷却剂流经下泄热交换器的管侧,同时设备冷却水流经壳侧。所有与反应堆冷却剂接触的管侧材料是奥氏体不锈钢,与设备冷却水接触的壳侧材料是碳钢。

(4) 过剩下泄热交换器(0021RF)。过剩下泄热交换器用来冷却反应堆冷却剂的过剩下泄流。该流量与通过反应堆冷却剂泵轴承和热屏,并流入反应堆冷却剂系统的那部分额定密封水注入流量相等。

(5) 密封水热交换器(003RF)。密封水热交换器设计成能冷却以下三个来源的流体:反应堆冷却剂泵1号密封泄漏水;从过剩下泄热交换器排出的反应堆冷却剂;上充泵的最小流量。

(6) 容积控制箱(002BA)。容积控制箱在反应堆冷却剂容积膨胀到稳压器无法调节时,为反应堆冷却剂的波动容积提供储存空间。

当箱体内存液达到一个较高的整定值时,剩余的膨胀容积就由下泄流分流至硼回收系统去容纳。此箱同时也提供了将氢加入到冷却剂中以维持需要的氢平衡浓度的手段。容控箱也用来作为上充泵的吸入口稳压水箱。

在容控箱内的下泄管线上设有喷淋管嘴,使箱体内存的氢空间与进来的液体达到充分的两相接触。

远距离控制排气阀,氢气进入容控箱,其气体空间被扫气并排出气体到废气处理系统。容控箱设有卸压保护、气体空间取样和扫气接管。

(7) 混合床除盐器(001、002DE)。两台混合床除盐器有助于维持反应堆冷却剂的纯度。除盐器中装有锂型阳树脂和氢氧型阴树脂。两种类型的树脂都能去除裂变产物和腐蚀产物。树脂床设计成能降低反应堆冷却剂中除铯、钇、钼以外的离子态同位素的浓度,最小去污因子为10。

每台除盐器有足够的容量,可满足反应堆在一个堆芯周期内由于燃料元件在1%破损率情况下的功率运行时的净化要求。在正常情况下仅用一台除盐器,另一台备用。

(8) 阳床除盐器(003DE)。一台装有氢型阳树脂的除盐器位于两台混合床除盐器的下游,并且间断地用于控制冷却剂中由 ^{10}B (n, α) ^7Li 反应产生的 ^7Li 浓度。除盐器同样具有足够的容量将冷却剂中铯-137的浓度保持在 $3.7 \times 10^{10} \text{ Bq/m}^3$ 以下。

除盐器有足够的容量,可满足反应堆在一个堆芯周期内由于燃料元件在1%破损率情况下的功率运行时的净化要求。

(9) 反应堆冷却剂过滤器(001、002FI)。除盐器的上、下游设有反应堆冷却剂过滤器。它是为最大下泄流而设计的,对5 μ m或更大微粒的去除效率为98%。

(10) 密封水注入过滤器(003、004FI)。

两台密封水注入过滤器并联设置,接于反应堆冷却剂泵密封注水管;过滤器能够收集对密封面可能有害的颗粒状物质。每个过滤器设计成能够接受最大密封水注入流量。

(11) 密封水返回过滤器(005FI)。本过滤器从反应堆冷却剂泵密封泄漏水及过剩下泄流中收集颗粒;本过滤器能通过过剩下泄流量和所有反应堆冷却剂泵密封的最大设计泄漏流量之和。

(12) 下泄孔板(001、002、003DI)。下泄孔板设计成能降低反应堆冷却剂压力至下泄热交换器设计压力值以下。当压力小于正常值时,用三组相同的并联下泄孔板来控制流量。在正常运行期间,只使用一个下泄孔板。当需要增大下泄管线流量时,第二个孔板投入运行(上充流亦随之增大)。

3.1.4 系统运行

3.1.4.1 正常运行

(1) 基本负荷。

在某一恒定功率水平下,上充及下泄流量由流入反应堆冷却剂泵的密封水及反应堆冷却剂系统的正常净化流量的要求而定。在正常功率运行时,维持正常下泄流量(13.6m³/h),并且一台混合床除盐器投入运行。定期地对反应堆冷却剂取样以监测硼浓度、水质、pH值及放射性水平。流入反应堆冷却剂系统的上充流量由稳压器液位控制信号通过上充流量调节阀来自动控制。

(2) 负荷变化。

在电厂升负荷期间,反应堆冷却剂因温度升高而膨胀。稳压器要吸收这种膨胀是因为液位控制器提高了液位整定值,使液位升至与新的功率水平相一致的高液位。反应堆冷却剂系统膨胀引起过剩冷却剂下泄,并储存在容积控制箱中。在此期间,通过下泄孔板的流量保持不变,上充流量由稳压器液位控制信号控制而减少,从而造成再生热交换器出口的下泄流温度升高。下泄热交换器下游的温度控制器进行控制增加设备冷却水流量以维持所预期的下泄流温度。

在电厂减负荷期间,应加大上充流量以补偿冷却剂的收缩,而不是靠程序控制降低稳压器液位来适应。

3.1.4.2 稳态运行模式

(1) 冷停堆。

当反应堆在冷停堆时,必须考虑两种情况:

1) 换料冷停堆或维修冷停堆。

化学和容积控制系统用于反应堆冷却剂系统进行高流量冷却剂的净化,而不必通过再生热交换器或容积控制箱和上充泵。为此目的提供了一个余热排出系统—化学和容积控制系统的连接管和化学和容积控制系统—余热排出系统的直接返回管线。

上充泵停运,反应堆冷却剂泵密封水注入被隔离。

2) 正常冷停堆。

化学和容积控制系统使用低压下泄阀,用于反应堆冷却剂系统压力的控制,从而有利于净化反应堆冷却剂。

一部分反应堆冷却剂流量离开余热排出系统,通过余热排出系统—化学和容积控制系统连接管、下泄热交换器和净化子系统,然后注入容控箱。下泄孔板保持在开通状态,以

防止反应堆冷却剂系统超压瞬态。

只要反应堆冷却剂系统没有完全减压,就应维持反应堆冷却剂泵的密封水注入,以防止反应堆冷却剂流向轴密封。

(2) 热停堆或热备用。

在这些工况下,化学和容积控制系统的运行与反应堆在正常工况下相同。

(3) 瞬态运行模式。

1) 反应堆启动。

在反应堆从冷停堆启动时,化学和容积控制系统有如下操作:

a. 用冷停堆硼浓度下的冷却剂将反应堆冷却剂系统完全注满。

b. 在反应堆冷却剂系统排气之后,将反应堆冷却剂系统压力提升至2.5MPa(表压)。

c. 输送反应堆冷却剂泵密封所需的流量。

d. 加热时控制反应堆冷却剂的容积及化学特性。

2) 充水及排气阶段。

a. 当反应堆处于换料或维修冷停堆时,使用余热排出系统—化学和容积控制系统连接管和化学和容积控制系统—余热排出系统的直接返回管线进行冷却剂的净化。

b. 启动一台上充泵,关闭化学和容积控制系统—余热排出系统的直接返回管线,调节密封水注入流量。

c. 通过余热排出系统—化学和容积控制系统连接管线实现下泄,打开上充管线。

d. 低压下泄阀的控制要切换到反应堆冷却剂系统自动压力控制状态(整定值0.3MPa),以便反应堆冷却剂系统自动充水。

e. 在静态和动态排气完成后,将反应堆冷却剂系统压力整定为2.5MPa(表压)。

这个阶段结束后,反应堆达到正常冷停堆状态。

3) 加热控制阶段。

在反应堆冷却剂温度达到120℃之前,更换容积控制箱的氮气覆盖层,并且在上充泵入口注入联氨溶液来调节冷却剂中的氧浓度,也可加入氢氧化锂来控制pH值。

在此操作之前,将下泄流直接导入容积控制箱,而不经过程除盐器,以防联氨对树脂的污染。

在连续加热前,在容控箱002BA内要形成氢气覆盖层,以保证高温时控制氧的浓度,因高温时联氨发生分解。

当稳压器液相达到饱和状况时,气泡产生,此时反应堆冷却剂压力自动控制使通过低压下泄阀的下泄流量增大。

这些操作一旦完成,低压下泄阀的控制切换到自动,进行低压下泄,并且手动控制稳压器加热器及喷淋来调节反应堆冷却剂的压力。

当反应堆冷却剂的温度达到180℃时,关闭余热排出系统,并将余热排出系统—化学和容积控制系统连接管隔离。

当稳压器液位达到其额定值时,使用上充流量调节阀使液位控制切换到“自动”。在随后的反应堆冷却剂温度和压力上升期间,波动的流量直接引入硼回收系统。

下泄流通过低压下泄阀进行定期调节,两个下泄孔板依次关闭以补偿因反应堆冷却剂压力的增大而引起流量的加大。

对密封水注入流量也须进行定期调节。

当压力达到15.4MPa(表压)时,稳压器压力调节切换到“自动”。然后反应堆便进入热停堆状态或热备用状态(若反应堆已达临界)。

若有必要,应按热停堆硼浓度要求对硼浓度作调整。

4) 反应堆停堆。

本瞬态包括维修或换料时反应堆从热停堆到冷停堆的各项操作。

a. 从热停堆到正常冷停堆：

如果要打开压力容器，反应堆冷却剂必须进行除气，以降低氢和裂变气体含量。当打开第二个下泄孔板增大流量后，将容积控制箱中的氢气覆盖层置换成氮气覆盖层，在反应堆冷却剂系统开始冷却的第一个小时之内直到余热排出系统启动期间，连续排气至废气处理系统，初步除气便告完成。

将反应堆冷却剂硼浓度调整至冷停堆值，将过剩的反应堆冷却剂引到硼回收系统除气塔，当达到必要的硼浓度时，重新建立正常下泄流。

在冷却过程中，化学和容积控制系统从硼和水补给系统得到补给，并通过容积控制箱液位的控制来补偿冷却剂的收缩。

对下泄及密封水注入流量进行定期调整，并逐步打开各下泄孔板。

当反应堆冷却剂温度低于 180°C ，压力小于 2.7MPa （表压）时，余热排出系统便启动。因此，打开余热排出系统—化学和容积控制系统连接管路中的阀门以提供下泄流。

必须打开三个下泄孔板以限制系统的超压。

当稳压器充满水时，反应堆冷却剂压力由低压下泄阀控制（反应堆冷却剂系统压力自动控制）。稳压器辅助喷淋间断投入使用以便冷却稳压器。反应堆冷却剂的进一步除气要用硼回收系统除气塔完成。然后反应堆进入正常冷停堆。

b. 从正常冷停堆到维修或换料冷停堆：

当最后一台反应堆冷却剂泵停运后，减小密封水注入流量。

低压下泄阀的整定值逐渐减至 0.3MPa （绝对），然后关闭运行着的上充泵，上充流的压力由容积控制箱的氮气压力来保证。当最后一台上充泵停运时，将上充管线关闭。余热排出系统—化学和容积控制系统连接管与化学和容积控制系统—余热排出系统的返回管线打开，以便除盐器对反应堆冷却剂进行净化。

去除离子态放射性杂质及裂变气体后便降低了反应堆冷却剂的活性水平，从而便于工作人员进行换料和维修操作。将反应堆冷却剂系统水排到硼回收系统。

3.2 余热排出系统

3.2.1 功能

3.2.1.1 主要功能

余热排出系统的主要功能是在电厂停堆期间，在经蒸汽发生器初步冷却和降压后，从堆芯和反应堆冷却剂系统排出热量。

(1) 将反应堆冷却剂温度降至冷停堆值。通过排出反应堆冷却剂的热量，将反应堆冷却剂的温度从 180°C 降至 60°C 。

(2) 维持反应堆冷却剂系统的冷停堆温度。在达到冷停堆工况时，余热排出系统能将反应堆冷却剂温度维持在冷停堆工况，并可满足换料和维修操作所需要的持续时间。

(3) 维持冷却剂通过堆芯的强制循环。在停堆和启堆期间，当主泵均未投入使用时，余热排出泵能使反应堆冷却剂通过反应堆冷却剂系统和堆芯进行循环。

3.2.1.2 辅助功能

(1) 输送换料水。在换料操作后，可使用余热排出系统

将换料水从换料水池输送至换料水箱。

(2) 反应堆冷却剂系统的化学和容积控制。当压力下降到正常下泄系统无法运行时，可利用余热排出系统—化学和容积控制系统间的接管进行反应堆冷却剂的下泄，从而在下列阶段也可以进行冷却剂的净化：

- 1) 反应堆冷却剂系统充水和静态排气。
- 2) 反应堆冷却剂系统升压和动态排气。
- 3) 反应堆冷却剂系统加热升温。
- 4) 蒸汽发生器维修停堆。
- 5) 换料停堆。

当化学和容积控制系统—余热排出系统返回管线开通时，即使不使用化学和容积控制系统上充泵，也能完成反应堆冷却剂的净化。

3.2.1.3 安全功能

余热排出系统可用于：

(1) 在蒸汽管道破裂事故下，冷却反应堆。

(2) 在反应堆冷却剂系统小破口事故下，如果化学和容积控制系统能够维持稳压器水位，则使用该系统来排出余热。

(3) 在冷停堆期间，通过余热排出系统的卸压阀防止反应堆冷却剂系统超压。

本系统并不是一个专设安全系统。在电厂正常停堆冷却的第二阶段，余热排出系统将反应堆冷却剂系统的热量传输到设备冷却水系统，使反应堆冷却剂温度以可控速率降低到冷停堆温度，并且维持此温度直到电厂重新启动为止。

当余热排出系统失效时，部分冷却功能由反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统完成。

在换料操作末期，余热排出系统也被用于在换料水池和换料水箱之间传送换料水。

3.2.2 准则

在蒸汽管线破裂或一回路管线出现小破口以后，即使采取一些操作以利用余热排出系统，也不要求该系统的运行达到安全停堆工况，所以余热排出系统不是一个专设安全设施。

3.2.2.1 单一故障准则的应用

余热排出系统满足单一故障准则。单一故障准则适用于余热排出系统的所有能动设备，特别是余热排出泵以及余热排出系统与反应堆冷却剂系统之间的隔离阀。

系统的能动设备以柴油发电机作为备用电源，在失去厂外电源的情况下仍能完成其安全功能。

3.2.2.2 余热排出系统和反应堆冷却剂系统之间的隔离

当反应堆冷却剂系统的压力超过余热排出的设计压力时，余热排出系统与反应堆冷却剂系统隔离。余热排出系统在系统入口处由四个串、并联的电动阀与反应堆冷却剂系统隔离。每个电动阀都设有连锁，如果反应堆冷却剂系统压力大于约 2.7MPa （表压），该连锁则防止电动阀打开。余热排出系统在系统出口侧由每条返回管线上一个止回阀和一个电动阀与反应堆冷却剂系统隔离。

在动力源出现故障时，隔离阀执行机构应保持原来所处的位置。

3.2.2.3 超压保护

余热排出系统由两组先导式安全阀进行超压保护，防止系统压力超过设计压力。这种安全阀由被保护回路的流体来驱动。这些安全阀除了保护余热排出系统外，还能在低温时保护反应堆冷却剂系统。每个安全阀组件都具有限制一回路系统压力所要求的容量。

3.2.2.4 排放液和泄漏的收集

安全阀排放的水收集到稳压器卸压箱中。

阀杆和密封的泄漏以及排污和排气都由核岛疏水和排气系统收集。

下面以秦山第二核电厂为例说明余热排出系统的设置和运行。

3.2.3 系统描述

3.2.3.1 流程

余热排出系统的流程图如图 2.3-12 所示,由两台并联的余热排出泵、两台并联的余热排出热交换器和相关的管道、阀门及操作控制上所必需的仪表组成。余热排出系统的入口管线连接到反应堆冷却剂环路 1 和环路 2 的热段,而返回管线通过安注箱的注射管线连接到反应堆压力容器。

余热排出系统全部安装在安全壳内。

余热排出系统入口管线分为两条,这两条管线中的每一条都由两个串联的电动阀与反应堆冷却剂系统隔离。余热排出系统的每一条排出管线都由一个止回阀和一个常闭的电动阀与反应堆冷却剂系统隔离。

余热排出小流量旁通管线为两台余热排出泵所共用,并且在该管线上不装设阀门。该管线能适应一台泵的流量,并使其长期运行。

3.2.3.2 设备描述

(1) 综述。

余热排出系统的设备能在核电站寿期内完成包括 80 次换料停堆在内的 200 次停堆操作。

1) 温度和压力限值。余热排出系统可与一回路连接运行的条件:温度最高为 180℃;压力最大为 2.8MPa (绝

对)。余热排出系统与一回路连接运行中的热工条件:温度最高为 180℃;压力最大为 3.0MPa (绝对)。

2) 热负荷。当反应堆冷却剂温度在 60~180℃ 的范围内时,余热排出系统将反应堆冷却剂的热量传递给最高温度为 35℃ 的设备冷却水系统。

考虑的热负荷包括:堆芯剩余衰变热;反应堆冷却剂系统和余热排出系统显热;由反应堆冷却剂泵运行产生的热量。

3) 温度变化率限值。在冷却和加热瞬态过程中,温度变化率的限值为 28℃/h。

(2) 设备说明。

1) 余热排出泵。

余热排出系统的两台泵并联安装。泵的容量使所汲送的通过余热热交换器的反应堆冷却剂流量能满足电厂停堆冷却的要求。使用两个独立的余热排出系列,确保了如果一台泵失效,其冷却能力仅部分丧失。

泵出口的压力传感器为控制室内的指示器提供信号,高压报警也由压力传感器触发。

泵为卧式、单级泵,每台泵都装有由反应堆冷却剂润滑的机械密封函。润滑用的反应堆冷却剂通过辅助热交换器循环由设备冷却水冷却。机械密封函及泵轴承也由设备冷却水系统冷却。

泵配异步电动机。要求该电动机能经受主蒸汽管道破裂或反应堆冷却剂系统小破口事故,并能保持其功能。所有与反应堆冷却剂接触的泵部件均是奥氏体不锈钢或相当的抗腐蚀材料。

2) 余热排出热交换器。

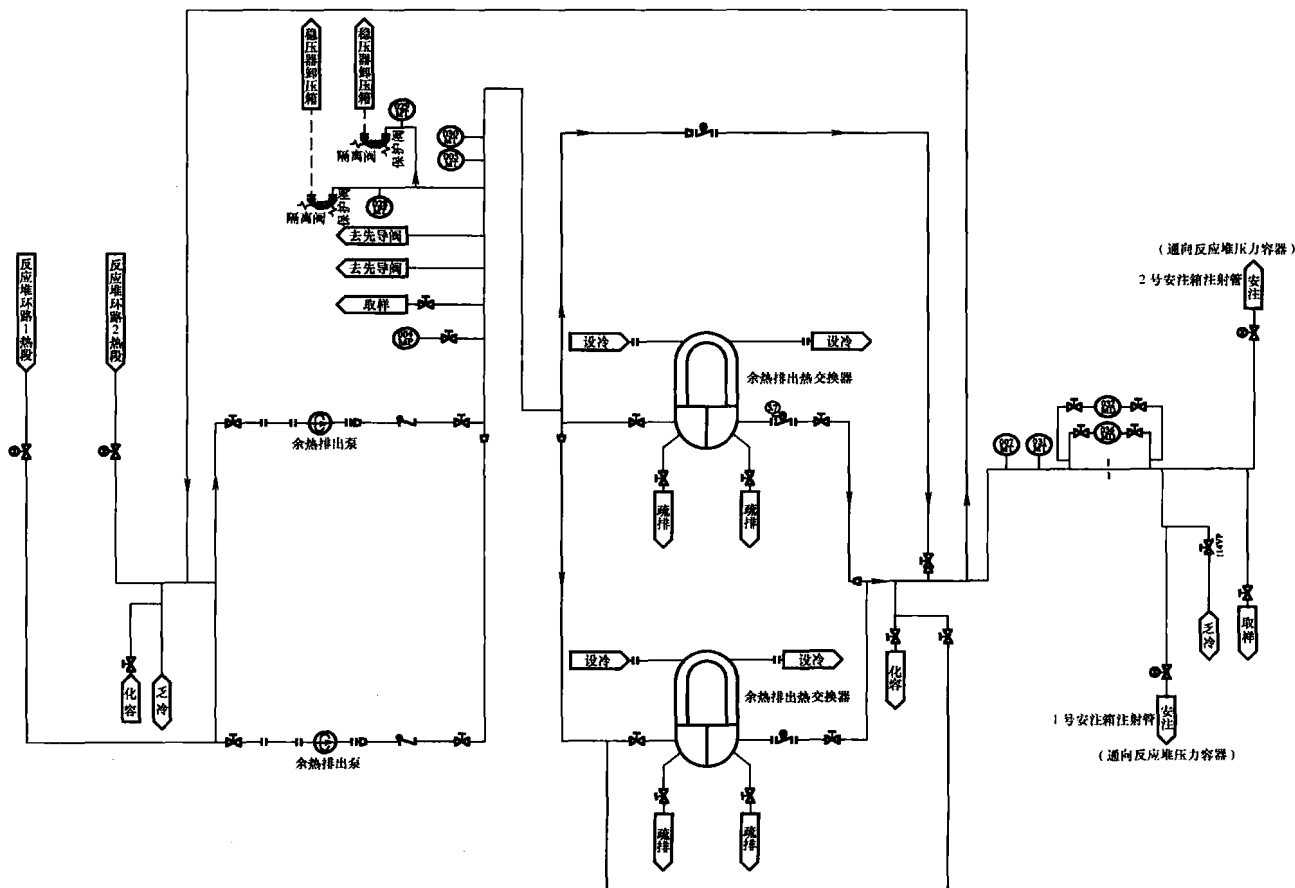


图 2.3-12 余热排出系统流程简图

两台余热排出热交换器并联安装。余热热交换器是基于反应堆停堆后 20h 的热负荷以及反应堆冷却剂和设备冷却水之间的最小温差而设计的。

两台余热排出热交换器的并联设置保证了如果一台余热排出泵失效,仅部分丧失系统余热排出的能力。

余热排出热交换器为立式 U 形管壳式热交换器。一回路水进出口设在下封头,封头内有一隔板,封头用法兰固定在壳体上。管板被夹紧在壳体与封头法兰之间。在底部封头的两侧开有手孔。反应堆冷却剂在管侧循环,设备冷却水在壳侧循环。传热管焊到管板上以防止反应堆冷却剂出现泄漏。

3) 余热排出系统阀门。

执行调节功能的阀门以及所有公称直径不小于 80mm 的阀门均装有两道密封填料及一根接到排水母管上的中间引漏接管。

手动和电动阀采用倒密封结构,当阀门打开时便于更换密封填料和限制阀杆泄漏。是否装设引漏接管,取决于阀门口径大小和流体状态。

4) 卸压阀。

由两个卸压阀组提供余热排出系统的超压保护。每个阀组由两个串联设置的卸压阀组成:一个上游阀,此阀具有卸压功能,被称为“保护阀”;一个下游阀,此阀具有隔离功能,被称为“隔离阀”。

正常运行时,保护阀关闭,隔离阀开启。如果保护阀开启后复位失效,则隔离阀关闭,以防反应堆冷却剂系统进一步减压。

3.2.3.3 系统运行

(1) 反应堆启动。

电厂启动初期,反应堆冷却剂系统处于满水状态,启动反应堆冷却剂泵,给稳压器加热器供电以加热反应堆冷却剂系统。余热排出系统运行,并且与化学和容积控制系统连通。在此期间,余热排出作为替代的下泄管线。在控制室手动打开从余热排出系统到化学和容积控制系统下泄管线之间管道上的气动阀和调节阀以进行下泄。低压下泄阀控制反应堆冷却剂的压力。通过增加下泄流量(下泄流量大于上充流量)在稳压器中形成气腔。当稳压器水位达到零负荷整定点时,稳压器液位控制转换到正常的操作方式,然后反应堆冷却剂系统的压力由稳压器喷淋和稳压器电加热器来控制。余热排出系统和反应堆冷却剂系统保持连通以确保防止超压。当反应堆冷却剂的温度为 160~180℃ 时,余热排出系统与反应堆冷却剂系统隔离。

(2) 功率运行和热态备用运行。

在功率运行和热态备用运行期间,余热排出系统不运行。

(3) 反应堆冷却。

反应堆冷却定义为把反应堆从零负荷温度和压力转换到冷停堆工况(即转换到反应堆次临界,同时反应堆冷却剂温度不超过 90℃)的操作。

(4) 冷停堆。

反应堆正常冷却的初始阶段是通过把热量从反应堆冷却剂系统传到蒸汽发生器的二次侧来完成的。反应堆冷却剂的循环由反应堆冷却剂泵提供,并且热量的排出通过使用蒸汽发生器以及把蒸汽排到凝汽器来完成。

在此阶段,反应堆冷却剂被冷却的同时被减压到允许余热排出运行的压力。

反应堆停堆后,当反应堆冷却剂的温度和压力降低时,

冷却的第二阶段开始,余热排出系统投入运行。

余热排出系统的启动包括一个预热阶段,在此期间通过热交换器的反应堆冷却剂流量被限制在使系统受到的热冲击为最小的流量值。反应堆冷却剂的排热速率通过手动调节流经余热热交换器的冷却剂流量来进行控制。通过调节余热热交换器下游的调节阀可以控制返回流的混合平均温度。在手动调节的同时,热交换器旁通阀自动调节以给出所要求的总流量。

随着冷却的继续,稳压器被充满水,并且反应堆冷却剂系统在满水状态下运行。在此阶段,压力控制通过调节从余热排出系统到化学和容积控制系统的下泄流量来完成。

在反应堆冷却剂温度降到 70℃ 以下,并且最后一台反应堆冷却剂泵停闭以后,通过来自化学和容积控制系统的辅助喷淋继续对稳压器冷却。

当反应堆冷却剂压力降低,并且温度不高于 60℃ 以后,当具备必要的条件时,可以打开反应堆冷却剂系统以进行换料或维修。

(5) 换料。

换料期间,余热排出系统维持运行,运行的泵和热交换器的数量取决于热负荷的大小。

在换料以后,使用余热排出泵将水从反应堆冷却剂系统输送到换料水箱,使换料水池的水位达到反应堆压力容器法兰顶部。接着将压力容器顶盖置于原位,余热排出的正常流程重新恢复。用反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统过滤泵通过堆内储存水池底部的排水接管将剩余水从堆内排走。

3.3 反应堆硼和水补给系统

3.3.1 系统功能

3.3.1.1 反应堆硼和水补给系统的主要功能

(1) 调节反应堆冷却剂硼浓度来控制反应性,这是经由化学和容积控制系统完成的。

(2) 经化学和容积控制系统的容控箱的上游和/或下游向反应堆冷却剂系统补给硼酸溶液和除盐水。

(3) 制备重量比分别为 4%(含硼 7000ppm)和 5.3%~6.3%(含硼 9200~11 000ppm)的硼酸溶液,并贮存 4%的硼酸溶液。

(4) 为反应堆冷却剂系统制备并注入联氨(控制反应堆冷却剂的氧含量)和氢氧化锂溶液(控制反应堆冷却剂的 pH 值)这两种化学试剂。

3.3.1.2 反应堆硼和水补给系统的辅助功能

(1) 向稳压器卸压箱提供辅助喷淋水。

(2) 向反应堆冷却剂泵的立管提供补水,对反应堆冷却剂泵的 3 号密封进行冲洗。

(3) 向下列贮存箱提供初始充水,并按要求提供补给水:

1) 向反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统换料水箱提供 1.25%(硼浓度 2200ppm±100)的硼酸溶液。

2) 向安全注入系统的硼酸波动箱提供 5.3%~6.3%(硼浓度 9200~11 000ppm)的硼酸溶液。

(4) 向化学容积控制系统的容控箱注水,以排出该箱中的气体。

(5) 向稳压器和余热排出系统的先导式安全阀提供注水。

下面以秦山第二核电厂为例说明反应堆硼和水补给系统的设置和运行。

3.3.2 系统设置所采用的基准

3.3.2.1 本系统设置的原则

(1) 保证化学和容积控制系统完成反应堆反应性控制的功能；

(2) 保证对反应堆冷却剂系统的小泄漏或管道的小破口事件提供补给水。

在本系统运行过程中，保证燃料元件的运行条件在允许范围内。

3.3.2.2 系统采用的准则

(1) 两套机组共用两台补给水箱（001、002BA），其总有效容积为 $2 \times 300\text{m}^3$ ，该容量足以保证一套机组在燃料循环末期从冷停堆状态提升到额定功率运行所需的稀释水量；此容量也能使两套机组同时处于热停堆状态，接着在氙峰下重新启动。

(2) 本系统共设置三台硼酸贮存箱（003BA，004BA），其中一台（003BA）为两台机组共用，另外两台箱（004BA）各为一台机组使用。

硼酸贮存箱的有效容积按如下准则设计：在一台硼酸贮存箱失效的情况下，其余两台硼酸贮存箱仍能使一台机组在寿期末换料停堆，同时在最大限制条件下，使另一台机组在寿期初从满功率运行状态达到冷停堆状态。

(3) 电站运行期间反应堆硼和水补给系统补给水的水质特性如下：

来自核岛除盐水分配系统，并经辅助给水系统除氧器除氧后的除盐、除氧水提供补给水箱的首次注水和快速补水，其水质特性如下：

- 1) 电导率（在 25°C ）： $<0.1\mu\text{S}/\text{cm}$ 。
- 2) pH 值（在 25°C ）： $6.0 \sim 8.0$ 。
- 3) 溶解氧（ $T > 120^\circ\text{C}$ ）： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 4) 氟化物和氯化物： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 5) 悬浮物： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 6) 二氧化硅： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 7) 铝（总量）： $<0.020\text{ppm}$ 。
- 8) 钠： $<0.015\text{ppm}$ 。
- 9) 钙： $<0.005\text{ppm}$ 。
- 10) 镁： $<0.005\text{ppm}$ 。

注：电导率控制指标是针对除盐水经除氧器除氧后的新水的限值。

来自硼回收系统蒸发器的蒸馏液提供补给水箱的正常补水，其水质特性如下：

- 1) 电导率（在 25°C ）： $<0.5\mu\text{S}/\text{cm}$ 。
- 2) pH 值（在 25°C ）： $6.0 \sim 8.0$ 。
- 3) 溶解氧（ $T > 120^\circ\text{C}$ ）： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 4) 氟化物和氯化物： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 5) 硼酸： $<5\text{ppm}$ （硼）。
- 6) 悬浮物： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 7) 二氧化硅： $<0.1\text{ppm}$ 。
- 8) 钾： $<0.015\text{ppm}$ 。
- 9) 铝（总量）： $<0.020\text{ppm}$ 。
- 10) 钠： $<0.015\text{ppm}$ 。
- 11) 钙： $<0.01\text{ppm}$ 。
- 12) 镁： $<0.01\text{ppm}$ 。
- 13) 放射性浓度（不包括氚）： $<0.37\text{MBq}/\text{m}^3$ 。
- (4) 硼酸补给子系统设计成能抗安全停堆地震。

(5) 在正常停堆操作期间，如果失去厂外电源，则 4% 硼酸输送泵（003、004PO）、补给水泵（001、002PO）以

及直接硼化阀门由柴油发电机提供应急电源。

3.3.3 系统描述

反应堆硼和水补给系统流程简图见图 2.3-13。

3.3.3.1 除盐水部分

(1) 除盐、除氧水的制备和贮存。

为防止补给水箱中的水复氧，两台补给水箱（001、002BA）均采用薄膜密封。当一台补给水箱充水时，另一台补给水箱可向两台机组供水。

补给水箱的首次充水由核岛除盐水分配系统经辅助给水系统除氧器（001 DZ）完成。补给水箱的正常补水利用硼回收系统经蒸发等处理过的反应堆冷却剂。

如果补给水箱中的水意外复氧，利用硼回收系统 007 PO 将水打回硼回收系统进行重新处理。如果硼回收系统出现临时故障，可通过辅助给水系统除氧器（001 DZ）向补给水箱充水。

(2) 向化学和容积控制系统提供除盐水。

正常情况下，除盐水流经流量计 010 MD 和控制阀 016VD 注入化学和容积控制系统。

当一台补给水箱正在充水时，每台机组的两台补给水泵（001、002PO）可由另一台补给水箱供水。这些泵不是连续运行，根据主泵 3 号密封立管的低液位或高液位信号和容积控制箱要求的不同补给方式的指令来启动泵或停泵。

3.3.3.2 硼酸部分

(1) 硼酸溶液的制备和贮存。

4% 和 5.3% ~ 6.3% 的硼酸溶液在硼酸配料箱（005 BA）中配制。其中 5.3% ~ 6.3% 的硼酸溶液靠重力送至安全注入系统硼酸波动箱。4% 的硼酸溶液可使用一台硼酸输送泵输送到其中的一台硼酸贮存箱中。

4% 硼酸贮存箱的正常充水来自硼回收系统的浓缩液监测槽（007BA 和 016BA）。

为防止硼酸贮存箱中的硼酸溶液复氧，各硼酸贮存箱均用氮气覆盖。

其他浓度的硼酸溶液通过 4% 的硼酸溶液和除盐、除氧水混合获得。

(2) 向化学和容积控制系统提供硼酸溶液。

正常情况下，用两台并联设置的硼酸输送泵（003、004PO）中的一台向化学和容积控制系统注入硼酸溶液；另一台泵可以用于搅拌混合其他硼酸贮存箱中的硼酸溶液。

注入反应堆冷却剂系统前，硼酸溶液须经硼酸过滤器过滤。硼酸过滤器（每台机组一个）位于硼酸输送泵的出口管上。

(3) 与反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的连接。

通过安全注入系统的一条管线，反应堆硼和水补给系统向反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的换料水箱提供 1.25% 的硼酸溶液。这条管线设置了两台手动隔离阀（200VB 和 202VB）和一台止回阀（201VB）。止回阀防止安全注入系统的流体意外回流到反应堆硼和水补给系统。

反之，换料水箱可以提供最终应急用的 1.25%（ $2200 \pm 100\text{ppm}$ ）的硼酸溶液。应急硼酸溶液的输送是用硼酸输送泵（003、004PO）通过安全注入系统管线和 192VB 隔离阀从换料水箱取水。

3.3.3.3 化学试剂的制备和注入

注入反应堆冷却剂系统的各种化学试剂在化学混合箱中配制。每台机组设置一台化学混合箱（006BA）。

制备并注入以下两种化学试剂：

- (1) 联氨 (控制反应堆冷却剂的氧含量)。
- (2) 氢氧化锂溶液 (控制反应堆冷却剂的 pH 值)。

上述化学试剂均为人工投入化学混合箱内,借助反应堆硼和水补给系统补给水泵输送到化学和容积控制系统上充泵的吸入总管。

3.3.4 系统运行

在机组运行的任何阶段都需要本系统的水和硼酸溶液进行调节。

3.3.4.1 正常运行

反应堆硼和水补给系统的正常运行符合电站的正常运行要求。因此,本系统按照反应堆冷却剂系统在正常运行期间,满足硼化、稀释和补给不同运行模式的要求来设计。

本系统对反应堆冷却剂泵 3 号密封间断补水。当立管处于低液位时,启动一台补给水泵;当立管达到高液位时,补给水泵自动停泵。

在正常运行期间,本系统按以下要求组合:

(1) 预先将一台补给水泵调整好,并按指令启动,另一台泵处于备用状态。

(2) 预先调整好硼酸输送泵,一台泵按补给控制系统的指令启动或停泵,另一台泵处于备用状态。

(3) 控制阀处于自动控制状态。

本系统以五种不同的方式运行。每种运行方式在运行前预先设定为自动运行状态。

(1) 自动补给。

在反应堆正常稳态运行中使用自动补给方式,向反应堆冷却剂系统提供所需浓度的硼酸溶液以补偿反应堆冷却剂系统的少量泄漏。

操作员预先设定好自动补给的硼浓度。除盐水的流量是恒定的,而硼酸的补给流量经控制室调节,使总的补给硼浓度与反应堆冷却剂的硼浓度相同。

自动补给的开始和结束均受化学和容积控制系统的容积控制箱的液位信号控制,其控制如下:

1) 当测得容积控制箱的水位低到 23% 时,发出低液位信号,启动一台补给水泵,打开 015VD、018VB 及化学和容积控制系统 154VP 阀门,启动一台硼酸输送泵,打开调节阀 016VD 和 065VB,然后由控制器自动控制补给。

2) 当测得容积控制箱的水位高到 35.5% 时,发出高液位信号,自动停运硼酸输送泵和补给水泵,关闭 015VD、016VD、018VB、065VB 及化学和容积控制系统 154VP 阀门。

任何时候操作员都可以手动停止自动补给。

(2) 缓慢稀释。

缓慢稀释将预定量的除盐水送到容积控制箱。操作员将连接到流量计 010MD 上的补水累积流量计整定到要求的容积,流量控制器按控制室选择开关整定到“稀释”点,然后开始稀释。

按稀释指令启动一台补给水泵,打开化学和容积控制系统阀门 154VP、本系统补水阀 015VD,并打开调节阀 016VD,由调节器自动控制 016VD 阀。

除盐水喷淋入容积控制箱以吸收该箱中的氢气,然后输送到上充泵吸入侧,由上充泵送入反应堆冷却剂系统。当注入的体积达到预定的体积或操作员提前结束稀释时,自动关闭化学和容积控制系统阀门 154VP 和本系统阀门 015VD 与 016VD,停补给水泵。

(3) 快速稀释。

当要求比缓慢稀释更快提供稀释时,可采用快速稀释。

补给水同时喷淋入容积控制箱,并输送到上充泵吸入侧。

当快速稀释时,除阀门 018VB 及化学和容积控制系统阀门 154VP 同时操作,其余操作与缓慢稀释相同。

(4) 硼化。

硼化用来将预定量的 4% 硼酸溶液加入反应堆冷却剂系统。

操作员将连接到流量计 059 MD 上的硼酸累积流量计整定到要求的硼酸体积,在控制室的模式选择开关上将流量控制器整定点调到“硼化”位置。

按硼化指令启动一台硼酸输送泵,打开上充泵吸入侧的阀门 018VB,打开控制阀 065VB,并用调节器自动控制器自动控制 065VB 阀。

当已达到预定体积,或操作员提前结束硼化,自动停硼酸输送泵,自动关闭阀门 018VB 和 065VB。

(5) 手动补给。

手动补给方式用于以下两种情况:

1) 向容积箱中补水以排出箱中的氮气或氢气。

2) 换料水箱的首次充水和补水。

3.3.4.2 特殊稳态运行

(1) 反应堆的冷停堆。

当反应堆处于冷停堆状态时,可能出现下列情况:

1) 换料冷停堆期间:本系统不运行,系统所有的设备均可进行维修。

2) 维修或正常冷停堆期间:硼酸部分必须能够运行,以应付反应堆冷却剂系统的瞬时硼稀释。

(2) 反应堆的热停堆或热备用。

本系统热停堆或热备用期间的运行与反应堆正常运行状态时的运行相同。

在热停堆时,氚瞬变引起的反应性变化用硼补偿。按以下两种停堆方式运行:

1) 对于一天或少于一天的短时停堆,氚的累积由稀释补偿,在反应堆启动后氚的衰变由硼化补偿。

2) 对于一天以上的长期停堆,不用补偿氚峰,但是低于平衡的衰变由硼化进行补偿。在启堆后平衡氚的累积由稀释来补偿。

(3) 日负荷循环运行。

负荷循环是反应堆冷却剂系统响应每日功率要求波动的能力。为了补偿部分由于氚瞬态产生的反应性变化,引起反应堆功率要求的增加或减少,反应堆冷却剂硼浓度由本系统作相应调整。

3.3.4.3 特殊瞬态运行

(1) 反应堆启动。

反应堆从冷停堆状态启动时,本系统与化学和容积控制系统共同完成以下功能:

1) 向反应堆冷却剂系统注水。本系统通过上充泵供给要求流量的硼水,使反应堆冷却剂系统呈充满水的状态。

2) 反应堆冷却剂系统升温至 80~120℃。反应堆冷却剂中的氧含量在温度为 80~120℃ 时进行调整,采用在上充泵吸入侧添加联氨溶液来调整。注入氢氧化锂以控制反应堆冷却剂系统的 pH 值。

3) 反应堆冷却剂系统的进一步升温。在此升温阶段,将反应堆冷却剂的硼酸浓度稀释到热停堆值。

启动前将硼浓度稀释到临界值。

(2) 反应堆停堆。

1) 正常冷停堆。

在反应堆冷却剂系统开始冷却和降压之前,反应堆冷却

剂硼浓度增加到冷停堆值。操作人员整定补给控制器到“硼化”，调节硼酸溶液的流量，并开始运行。

当完成硼化，并检验了反应堆冷却剂硼浓度后，操作人员整定补水控制器到“自动补给”，并调节硼酸流量，使硼酸补给浓度等于反应堆冷却剂冷停堆硼浓度。

冷却时冷停堆要求的补给流量等于反应堆冷却剂的收缩流量。

2) 热停堆。

与特殊稳态运行相同。

(3) 氙效应瞬态。

在因氙毒变化引起的瞬态期间，可将控制棒的位置维持在允许范围内，利用调节硼酸或水的体积及流量进行“稀释”或“硼化”控制。

(4) 贮存箱的充水或补水。

1) 补补水箱 (001BA, 002BA)。

一个补补水箱正在充水时，另一个补补水箱投入系统运行。补补水箱的充水均为手动操作完成。

正常补水来自硼回收系统的水，经分析符合 001 BA 或 002 BA 补补水箱中的水质时，通过硼回收系统泵 012 PO 或 013 PO 送到本系统相应的补补水箱。向补补水箱充水所使用的管网在每次运行后都被隔离。水位在 80m³ 的最低限值 and 引起硼回收系统泵关闭的高水位限值之间变化。

2) 硼酸储存箱 (003BA, 004BA)。

正常补水来自硼回收系统的水，在正常运行中硼酸储存箱是从硼回收系统蒸发单元出口的浓硼监测槽充水。

初始充水 (或应急充水) 是从硼酸配料箱 005 BA，用硼酸输送泵 003 或 004 PO 泵输送硼酸溶液到硼酸储存箱的。除了硼酸配料箱的低水位信号自动关闭硼酸输送泵外，全部操作都是手动。

当两个硼酸储存箱 (004BA) 中正在使用的一个硼酸储存箱内的硼酸容积减少到最低液位时，必须从硼回收系统或备用硼酸储存箱 003 BA 进行补水。特殊情况下，运行泵的吸入口可以切换到备用硼酸贮箱 (003BA)。

3) 硼酸配料箱 (005BA)。

通过人孔将硼酸晶体倒入配料箱内热的除盐水中 (该硼酸配料箱为电加热)，并且用搅拌机搅混硼酸配料箱内的料液。用于本系统时，配制含硼 7000ppm 的硼酸溶液；用于安全注入系统时，配制含硼 9200~11 000ppm 的硼酸溶液。

该硼酸配料箱所安装的滤网用于滤除硼酸晶体含有的杂质。

4) 化学混合箱 (006BA)。

将化学试剂倒入化学混合箱中的除盐、除氧水内配制化学溶液。当反应堆冷却剂系统升温至冷却剂温度为 80~120℃ 时，用补补水泵将溶液输送到上充泵的吸入总管。

5) 换料水箱。

换料水箱用浓度为 1.25% 的硼酸溶液注入或补给。在注入或补给时应与化学和容积控制系统隔离。注入或补给均采用“手动”方式进行。

在给该换料水箱注入或补给时，操作员预先调好除盐水和硼酸流量。

启动指令将自动启动一台硼酸输送泵和一台补补水泵，并打开阀门 015VD, 016VD 和 065VB。当输送到预定的体积时，停硼酸输送泵和补补水泵，阀门将自动关闭。

在任何时候操作员都可手动结束充水和补给操作。

6) 硼酸注入箱和硼酸波动箱。

在硼酸配料箱中配制的 5.3%~6.3% 硼酸溶液，靠重

力将硼酸溶液输送到硼酸波动箱，再由硼酸波动箱用泵注入硼酸注入箱中。

(5) 向稳压器卸压箱供水。

在电站运行期间，若稳压器卸压箱中水温超过 60℃，操纵员启动补补水泵 001 PO 或 002 PO，对卸压箱进行喷淋，直到卸压箱温度恢复到 50℃ 时，自动停补补水泵，喷淋停止。

(6) 向反应堆冷却剂泵密封冷却系统供水。

本系统的除盐、除氧水向反应堆冷却剂泵 3 号密封供水。

在反应堆冷却剂泵的立管处于低液位时，启动一台补补水泵，向反应堆冷却剂泵的立管注水，直到立管达到高液位时停止注水，停补补水泵。

(7) 向稳压器和余热排出系统先导式安全阀充水。

稳压器与余热排出系统先导式安全阀由反应堆硼和水补给系统提供充水，其水质与清洁度可防止在先导系统中产生脱气现象，并保证控制系统正确运行。

3.3.4.4 启动和正常停运

在反应堆正常运行以及反应堆启动和停堆操作期间，反应堆硼和水补给系统应保持连续可用。

(1) 反应堆硼和水补给系统初始运行。

在反应堆启动之前，本系统初始运行按以下方式进行：

- 1) 将一台补补水泵置于自动运行状态。
- 2) 将一台硼酸输送泵置于自动运行状态。
- 3) 控制阀处于自动运行状态。
- 4) 检查冷停堆需用的硼酸溶液和除盐水量。

(2) 反应堆硼和水补给系统运行结束。

在以下情况可以结束本系统的运行：

1) 当要求的补给体积已经输送完时，可自动停止运行本系统。

2) 操作人员可随时停运本系统。

3) 当反应堆换料冷停堆时，本系统停止运行。

3.4 硼回收系统

3.4.1 定义和功能

硼回收系统用于将来自化学和容积控制系统及核岛疏水排气系统可复用的含氢反应堆冷却剂经过滤、除盐、除气、贮存和蒸发处理，制取反应堆补补水和质量百分比浓度为 4% 的硼酸溶液，然后送往反应堆硼和水补给系统复用。本系统还可在燃料循环末期对化学和容积控制系统含硼量较低的反应堆冷却剂除硼。

本系统还有如下辅助功能：

(1) 在反应堆压力容器开盖前对反应堆冷却剂进行除气。

(2) 对核岛除盐水分系统的除盐水、除氧。

(3) 对反应堆硼和水补给系统的不合格的反应堆补补水进行处理。

(4) 有组织地排放含氘的蒸馏液。

下面以秦山第二核电厂为例说明硼回收系统的设置和运行。

3.4.2 设计准则

核电厂设计成以带基本负荷为主，并具有以负荷日循环运行 (即以 12-3-6-3 的负荷循环运行) 的能力。

负荷日循环 12-3-6-3 的解释如下：

(1) 12h 满负荷运行。

(2) 3h 由满功率降到 50% 满功率运行。

- (3) 6h由50%满功率运行。
- (4) 3h由50%满功率升到满功率运行。

两台机组、一次核燃料循环中硼回收系统处理的废液总量约为 $14\ 100\text{m}^3/\text{a}$ 。

由硼回收系统接受的其他废液(卸压箱的排水、过剩下泄、反应堆压力容器法兰和阀门阀杆泄漏、反应堆冷却剂泵2号密封处泄漏等)相当于 $1000\text{m}^3/(\text{a} \cdot \text{堆})$ 。

这些数据是基于下述设计的堆芯循环瞬态值。

- (1) 每次8h的七次热停堆(在氙峰值时重新启动)。
- (2) 每次90h的七次热停堆(在氙衰变后重新启动)。
- (3) 两次冷停堆,其中一次是在氙峰值。
- (4) 一次换料停堆。

硼回收系统设置了两条生产线,在正常操作情况下,净化、除气部分是一条生产线对应一座反应堆,水和硼酸分离部分为两座反应堆共用。

本系统净化部分的每条生产线的处理能力为 $27.2\text{m}^3/\text{h}$,可处理一台机组化学和容积控制系统来的最大下泄流($27.2\text{m}^3/\text{h}$)。两条净化、除气生产线为独立运行,每条线对应一台机组。

本系统设有三个中间贮槽,每个贮槽的有效容积为 350m^3 ,能够贮存一台机组两次热停堆、接着在氙峰值下启动(约7h)所产生的废液。系统的净化、除气单元与蒸发单元可独立运行。

本系统蒸发装置的处理能力为 $3.5\text{m}^3/\text{h}$ 。

蒸馏液的含硼量应低于5ppm,氧含量应低于0.1ppm,通常可作反应堆补给水复用;浓缩液含硼量为7000~7700ppm,当取样分析合格时可作4%硼酸溶液复用。

蒸馏液作为反应堆冷却剂补给水的水质要求如下:

- (1) 电导率(25℃): $\leq 0.5\mu\text{S}/\text{cm}$ 。
- (2) pH值(25℃): 6.0~8.0。
- (3) 溶解氧: $< 0.1\text{ppm}$ 。
- (4) 氯化物+氟化物(总量): $< 0.1\text{ppm}$ 。
- (5) 悬浮物: $< 0.1\text{ppm}$ 。
- (6) 二氧化硅: $< 0.1\text{ppm}$ 。
- (7) 钠: $< 0.015\text{ppm}$ 。
- (8) 钙: $< 0.02\text{ppm}$ 。
- (9) 镁: $< 0.02\text{ppm}$ 。
- (10) 铝: $< 0.02\text{ppm}$ 。
- (11) 硼(B): $< 5.0\text{ppm}$ 。
- (12) 放射性浓度(不包括氡): $< 0.37\text{MBq}/\text{m}^3$ 。

浓缩液作为复用的硼酸溶液,其要求如下:

- (1) 氯化物+氟化物: $< 0.6\text{ppm}$ 。
- (2) 二氧化硅: $< 0.4\text{ppm}$ 。
- (3) 钠: $< 0.10\text{ppm}$ 。
- (4) 钙: $< 0.20\text{ppm}$ 。
- (5) 镁: $< 0.20\text{ppm}$ 。
- (6) 溶解氧: $< 0.10\text{ppm}$ 。
- (7) 铝: $< 0.20\text{ppm}$ 。
- (8) 硼酸: 4.0%~4.4%(含硼7000~7700ppm)。
- (9) 放射性浓度: $< 1.85\text{TBq}/\text{m}^3$ 。

硼回收系统的一些设备(如前贮槽、中间贮槽、蒸发器、蒸馏液监测槽、浓缩液监测槽)安装在滞留间内,以防止设备破损情况下的液体溢流和污染扩散。滞留间的滞留能力应保证能容纳下设备破裂时泄漏的所有液体。

从前贮槽到除气塔都存在着氢气逸出爆炸的潜在危险。为避免可能的氢泄漏引起的爆炸危险,所有安装在这些房间

的电气设备按防爆设计。

3.4.3 系统描述

3.4.3.1 流程和主要设备

硼回收系统流程简图见图2.3-14。它由以下三部分组成:

(1) 净化、除气部分:包括前贮槽、过滤器、除盐器和除气装置。

(2) 水和硼酸分离部分:包括中间贮槽、蒸发装置、蒸馏液监测槽和浓缩液监测槽。

(3) 除硼部分:设置三台相同的阴床除盐器,用于对来自化学和容积控制系统的含硼反应堆冷却剂直接除硼。一座反应堆对应一台除盐器,第三台除盐器用于对本系统的蒸馏液(当硼含量超过5ppm时)除盐,也可作为前两台除盐器的备用。

两座反应堆的冷却剂由本系统的两个前贮槽接受,用前贮槽泵送出,经除盐预过滤器后进入除盐装置(阳床除盐器、混床除盐器各一台),然后堆冷却剂经树脂滞留过滤器、再生热交换器进入除气塔。

除盐装置用来使堆冷却剂中呈离子状态的放射性裂变产物和腐蚀产物与树脂中离子进行交换,从而达到降低水中放射性水平和提高水质的目的。衡量一个离子交换树脂床的功效常用去污系数表示。去污系数是树脂床进出口液体中特定核素的放射性浓度之比。

硼回收系统除气单元同样设有两个系列生产线。每个系列由一台除气塔、一台再生热交换器、一台冷却器、一台排气凝汽器、一台除气塔疏水泵及相应的仪表、阀门管道组成。

除气是硼回收系统的重要环节,在冷却剂放射性组分中,裂变气体占总放射性的90%。硼回收系统除气部分用来去除溶解在排出液中的氢气、裂变气体和其他气体,当除气塔入口惰性气体放射性浓度为 $10^{13}\text{Bq}/\text{m}^3$ 时,除气塔的除气系数可达到 10^6 。除气装置采用热力除气法,热力除气的目的是为了深度除气。经过滤除盐后的一回路堆冷却剂首先进入再生热交换器管侧,料液被加热到70~95℃后进入除气塔。为了增加气体的扩散面积,料液从塔顶以雾状喷入除气塔内,使大部分气体从水中释出。除气塔下部由辅助蒸汽分配系统的蒸汽加热,使料液处于饱和状态,促使水中剩余气体继续释出。正常状态,来自辅助蒸汽分配系统的蒸汽流量在2.5t/h以下,由塔顶压力控制。除气塔内液体温度约为113℃,塔顶蒸汽压力为0.147MPa(绝对)。塔顶不凝结气体(氢、氮、氦、氙等)和蒸汽从顶部排入排气凝汽器中。凝汽器由设备冷却水系统盘管冷却。凝汽液靠重力流回除气塔,而不凝结气体则排往废气处理系统的含氢废气处理子系统。除气后的料液温度为113℃,由除气塔疏水泵以 $27.2\text{m}^3/\text{h}$ 的流量抽出,经过再生热交换器壳侧冷却到50~75℃,再经过冷却器壳侧降温至50℃以下,然后进入中间贮槽。冷却器由设备冷却水冷却。料液进料流量由除气塔液位控制。在除气塔投运加热阶段或除气系数不满足要求时,除气装置可使料液进行再循环。

蒸发单元采用外加热式自然循环蒸发器,外加热式自然循环蒸发器具有设备结构简单、操作简便、不需要经常维修等特点。它由列管式加热器、沸腾管、蒸发室和循环管四个部分组成。料液在蒸发器内的循环速度小于1m/s,由于废液受热到沸点后,部分废液汽化,而使热能转换为向上的动能;同时由于沸腾管的汽液混合物和沸腾管中未沸腾的料液间产生了重度差,在循环动能和重度差的诱导下,使料液自

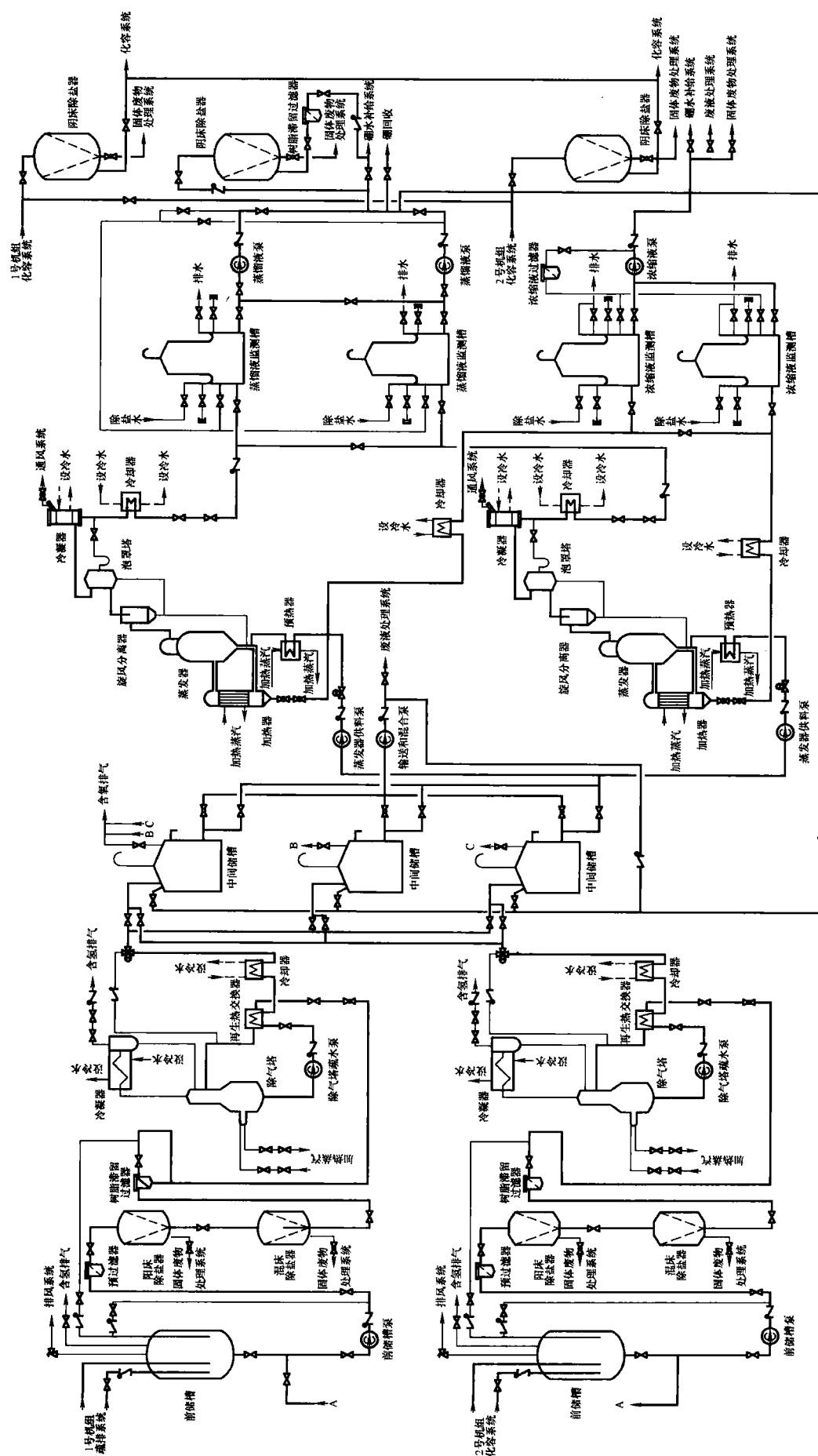


图 2.3-14 硼回收系统流程简图

然循环。为了获得较高质量的蒸馏液，采用低蒸发速率以减少雾沫夹带。

用蒸发器供料泵将已除气的反应堆冷却剂从一个中间贮槽抽出，送往蒸发器进行蒸发，分别得到浓度约 4% 的硼酸溶液和蒸馏液。硼酸溶液和蒸馏液分别储存在浓缩液监测槽和蒸馏液监测槽。蒸馏液监测槽和浓缩液监测槽为薄膜覆盖带浮顶的贮槽，薄膜上充有除盐水作为薄膜上下运动的润滑剂，并确保其密封性。储槽设有两根鹅颈状弯管，分别安装在浮顶上和贮槽底部，用以防止贮槽内出现超压和真空。当浓缩液和蒸馏液取样分析合格后，用浓缩液泵和蒸馏液泵将其分别送到反应堆硼和水补给系统的硼酸贮存槽和反应堆补给水箱内待复用。

如果蒸馏液中硼含量偏高（大于 5ppm）时，则可以在阴床除盐器中进一步除盐处理。

除硼部分另外两台阴床除盐器用于在燃料循环末期对来自化学和容积控制系统含硼量较低的反应堆冷却剂直接进行除硼，然后堆冷却剂返回到化学和容积控制系统。

3.4.3.2 运行原则

硼回收系统采用集中检测和控制系统。

前贮槽充水是在主控室遥控进行的，相关的泵可自动启动，也可以在辅助控制室遥控启动。

除气装置的运行完全是自动的。如果超过了相关的报警阈值，除气装置自动转换到安全状态。

选用某个中间贮槽由运行人员确定。相关的泵的运行，在辅助控制室遥控操作。

蒸发装置的设备、泵和阀门调节是在辅助控制室远距离控制的。除需要手动启动、排料和两个排气阀手动操作外，蒸发装置其他的运行全部是自动的。当出现报警信号时，该装置按程序命令自动转换到安全状态。

蒸馏液监测槽的选择和运行完全是手动进行的，通过在辅助控制室可遥控相关的蒸馏液泵运行。此部分系统的调节与过滤器和除盐器的工艺操作也完全是手动的。

浓缩液监测槽的运行操作是手动进行的，包括监测槽的选择和浓缩液排送的去向。在辅助控制室可遥控浓缩液泵的运行。

(1) 正常运行。

本系统设置两套相同的生产线来处理每座反应堆排出的冷却剂，但中间贮槽是系统共用的。每条生产线的净化部分（即前贮槽、过滤器、除盐器和除气塔等设备）处理一座反应堆排出的冷却剂。

前贮槽、除盐器和除气塔的操作都是根据相应的信号自动连续进行的。蒸发和除硼操作是由操作人员按需要间歇进行的。

前贮槽在使用前，首先用氮气吹扫以降低气相中氧气的浓度，然后再用硼和水补给系统的除盐水从前贮槽开始，逐渐往后充填过滤器、除盐器，直至检查到液体中氧的含量低于 0.1ppm 为止。

前贮槽覆盖着一定数量的氮气，覆盖层的压力是通过带有减压阀的氮气供应管线以及前贮槽顶部排到废气处理系统含氢废气子系统的排气阀来控制的。在正常操作状况下，前贮槽不排出气体，气体覆盖层压力随液位变化而变化，通常小于 0.34MPa（绝对）。前贮槽除了有压力与液位监测报警外，槽顶气相与槽底液相管路上均设有安全阀。

前贮槽的正常容积控制在 10~28m³ 范围内，以确保前贮槽在净化部分不能使用时，仍能贮存反应堆以最大下泄流

量（27.2m³/h）持续至少半小时的冷却剂的量。

前贮槽的液位与压力监测系统自动控制除气塔的启动和停运。

当中间贮槽充满除气后的堆冷却剂时，手动关闭该贮槽的进料阀，打开另一个中间贮槽的进料阀。

蒸发操作前，要先用输送和混合泵将中间贮槽中的料液连续搅动混合，然后取样分析。

蒸发器手动启动，当操作稳定后，转为自动运行。

蒸发产生的二次蒸汽经蒸馏液凝汽器、蒸馏液冷却器冷却至 50℃，然后进入蒸馏液监测槽。

通过对蒸馏液监测槽内的蒸馏液取样分析，确定其去向：

1) 如果蒸馏液的水质满足反应堆补水要求，则由蒸馏液泵将其直接送到反应堆硼和水补给系统作补水使用。

2) 如果蒸馏液中硼含量略高（大于 5ppm），则将其送到阴床除盐器进一步除硼后送反应堆硼和水补给系统使用。

3) 如果蒸馏液不合格，需再处理时，则用蒸馏液泵打回中间贮槽去，重新在本系统的蒸发装置中处理。

4) 为了维持反应堆冷却剂中合适的氟浓度，通过废液处理系统的排放管将蒸馏液送到核岛废液排放系统监测、排放。

蒸发器中的浓缩液经浓缩液冷却器冷却后进入浓缩液监测槽，经对浓缩液取样分析后，确定其去向：

1) 如果浓缩液合格，则用浓缩液泵将其送到反应堆硼和水补给系统作为补给硼酸用。

2) 如果浓缩液不合格，则用浓缩液泵打回到中间贮槽中去，重新用蒸发器蒸发处理；必要时也可用泵将其送到废液处理系统化学排水槽作为废液处理。

3) 在浓缩液放射性浓度太高的情况下，可将其直接送至固体废物处理系统进行固化。

(2) 特殊运行。

1) 在打开反应堆压力容器前，利用除气塔对反应堆冷却剂进行除气。当余热排出系统运行时，将化学和容积控制系统容控箱的堆冷却剂转送到本系统的前贮槽，经本系统的净化部分处理后，再送回到化学和容积控制系统的容控箱，这个工艺过程除了减少反应堆开盖前的操作时间以外，还可以提高净化效率。

2) 用蒸发器对来自除盐水分系统的补给水除氧。这是硼回收系统的一个特殊任务。当硼和水补给系统的一个水箱需补水时，可以用本系统的蒸发器对除盐水进行除氧，使其达到补水要求。此时，要求在蒸发器除气前，除盐水须送入本系统的中间贮槽，蒸发后的二次蒸汽凝汽液送到反应堆硼和水补给系统的补给水箱内。

3) 对含氧太高的反应堆硼和水补给系统补给水除氧。这项操作也是本系统的一个特殊任务。其要求与上述相同，须在蒸发器除气前，将需除氧的补给水经由输送和混合泵送入本系统的一个中间贮槽，然后由该中间贮槽向选定的蒸发器供料。除氧后的蒸馏液用蒸馏液泵送回反应堆硼和水补给系统的补给水箱。

4) 一条净化线不能使用时的运行。在这种情况下，对应的反应堆来的冷却剂应排到另一座反应堆用的前贮槽。这样除了前贮槽的容积裕量较小，不允许中间热停堆外，允许两座反应堆继续运行。

3.5 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统

3.5.1 系统功能

反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统是为乏燃料水池和反应堆换料水池服务的。

(1) 乏燃料水池有如下功能：

- 1) 提供生物防护用的水层。
- 2) 将辐照过的燃料元件装入运输容器。
- 3) 储存新燃料组件和乏燃料组件。

(2) 反应堆换料水池有如下功能：提供生物防护用的水层。

反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统功能概括如下：

- (1) 使辐照过的燃料组件保持在次临界状态。
- (2) 保证工作人员的生物防护：

1) 使乏燃料水池和反应堆换料水池维持一定厚度的水层。

2) 去除反应堆换料水池水（用撇沫和过滤法）和乏燃料水池水（用撇沫、过滤和除盐法）中存在的腐蚀产物、裂变产物和悬浮颗粒。

(3) 冷却：

排出贮存在乏燃料水池里的已辐照过的燃料组件的剩余热功率。

在反应堆压力容器开盖之后，在余热排出系统不能投入运行时，反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的冷却回路的一个系列可作为余热排出系统的备用投入运行。

(4) 净化：

去除水中的腐蚀产物、裂变产物和悬浮在水中的颗粒，以保持水中良好的能见度和降低放射性水平。

- 1) 采用过滤和除盐方式来净化乏燃料水池中的水。
- 2) 采用过滤方式来净化反应堆换料水池中的水。

(5) 充水和排水：

1) 保持乏燃料水池中储存隔室的水位，当水池贮存有乏燃料组件时，不能把隔室的水排空。

2) 燃料转运舱和乏燃料容器装载井的充水和排水。

3) 在停堆换料或停堆检修时，对反应堆换料水池进行充水和排水。

4) 在安装水闸门后，对反应堆换料水池内的“压力容器”隔室和“堆内构件”隔室进行充水和排水。

除这些功能之外换料水箱还提供：

(1) 为安喷（直接喷淋阶段）和安注（直接注入阶段）提供必需的含硼水。

(2) 在反应堆硼和水补给系统不能投入的情况下，通过化学和容积控制系统向反应堆冷却剂系统提供紧急补给。

下面以泰山第二核电厂为例说明反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的设置和运行。

3.5.2 系统设置所采用的基准

反应堆换料操作采用“全卸全装一堆外倒料”方式。每次换料是这样进行的，将整个堆芯燃料组件通过燃料传递通道和燃料转运舱逐组全部卸入乏燃料水池，并完成模拟堆芯的换料操作。然后将模拟堆芯中原来卸出的 3/4 堆芯燃料组件和 1/4 堆芯的新燃料组件插到堆芯相应的位置上，剩余的卸出的 1/4 堆芯燃料组件（36 个组件）就在水池中存放，每年卸料一次，直至 15 年为止。每次卸料的冷却时间为 14d（从反应堆停堆至最后 1/4 堆芯卸料结束所需的时间），

这是正常运行的换料方式。

适用的安全准则如下：

确定热交换器尺寸时要考虑表 2.3-9 中的各种情况：

表 2.3-9 确定热交换器尺寸时要考虑的运行工况表

运行工况	正常运行		特殊情况 (包括停堆压力壳检修或事故)
	正常贮存	正常换料	
最大贮存能力	15/4 个堆芯 (540 个组件)	14/4 个堆芯 + 1 个整堆芯 (625 个组件)	15/4 堆芯 + 1 个整堆芯 (661 个组件)
最长贮存时间	15 年	15 年冷却 14d	15 年冷却 7d/14d
最大剩余热功率	1631.25kW	4228.5kW	6641.25kW
换热面积尺寸	设计工况		校核工况

假设设备冷却水系统最高温度为 35℃，流量为 515m³/h，且从堆芯卸出 15/4 堆芯（每年一次，15 年的卸料量），加上一次从反应堆压力容器中卸出整个堆芯的燃料时的最大异常热负荷为 6641.25kW 时，乏燃料水池冷却回路设计最高温度为 61.30℃。

热交换面积大小是根据燃料被卸出时的最大功率确定的，也就是堆芯的 1/4 卸料终期时，水池已经贮存了 14/4 个堆芯的乏燃料，在停堆冷却 14d 后又将一个整堆芯卸入乏燃料水池。用一台泵和一台热交换器带出这些能量。在这种情况下，用水温为 35℃ 的设备冷却水（与其相关的安全厂用水系统水温为 30℃）限制乏燃料水池温度为 60℃。

在乏燃料水池中注入浓度为 (2200±100)ppm 的硼水。水质要求如下：

- (1) 25℃ 时，pH=4.8~5.5。
- (2) 过滤精度：5μm。
- (3) 悬浮固体粒子：<1ppm。
- (4) 氯化物：<0.15ppm。
- (5) 氟化物：<0.15ppm。
- (6) 钙：<0.10ppm。
- (7) 镁：<0.10ppm。

反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统设计成：在辐照过的燃料元件以上至少有 2.50m 厚的水层，以保证工作人员的生物防护。

换料水箱设计成能保证在反应堆冷却剂丧失事故后同时向下述设备供水约 20min：

- (1) 两台安喷泵。
- (2) 三台高压安注泵中的两台。
- (3) 两台低压安注泵。

这一要求相当于 1380m³ 的水量。水流量分配如下：

- (1) 两台低压安注泵：2×680=1360m³/h（正常）；2×880=1760m³/h（最大）。
- (2) 两台高压安注泵：2×160=320m³/h（最大值）。
- (3) 两台安喷循环泵：2×850=1700m³/h（正常）；2×1050=2100m³/h（最大）。
- (4) 换料水箱总的水容积：1692m³。
- (5) 换料水箱的有效水容积：1600m³。
- (6) 换料水箱可用作安注、安喷的水容积：1380m³。
- (7) 换料水箱的设计还可以在反应堆换料或停堆检修

时,实现向反应堆换料水池和燃料转运舱的充水。

乏燃料水池净化回路的设计保证每日连续对整个乏燃料水池和燃料转运舱的水进行过滤和除盐。净化流量为 $60\text{m}^3/\text{h}$ 。

乏燃料水池冷却回路的设备、换料水箱和连接管路设计成应在安全停堆地震 (SSE) 产生的载荷下保持其功能。

其他水池的排水管路从水池接口至第一个隔离阀之间的管段 (包括隔离阀) 都设计成能在上述 SSE 载荷下保持无泄漏。

3.5.3 系统描述

反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统是为核燃料厂房的乏燃料水池和反应堆厂房的反应堆换料水池服务的。

系统流程图见图 2.3-15。

每个机组的反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统包括下列各项:

(1) 乏燃料水池的冷却和净化回路配备有:

- 1) 两台 100% 容量的泵。
- 2) 两台 100% 容量的热交换器。
- 3) 在一个部分流量再循环回路有一套过滤-除盐装置。

(2) 在乏燃料水池和反应堆换料水池各有一套液面过滤和撇沫回路,每个回路都配置有一台泵和一台过滤器。

(3) 在堆正常运行时,换料水箱充满含硼水,作为安注

系统和安喷系统的储备水箱。换料水箱的另一个功能是作为反应堆硼和水补给系统与化学和容积控制系统的备用供水源。

(4) 反应堆换料水池过滤回路,该回路在换料时投入运行,用于过滤反应堆换料水池的含硼水。回路配有一台泵 (005PO) 和两台并联布置的过滤器 (003/004FI), 过滤器为两个机组共用。

反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统设备 (泵、热交换器、阀门和管道) 是由不锈钢制造的。换料水箱位于燃料厂房附近。过滤器 (只有乏燃料水池撇沫过滤器位于燃料厂房内) 和除盐器安装在核辅助厂房内。本系统的其他部分安装在燃料和反应堆厂房中。

3.5.4 系统运行

乏燃料水池是长期充满水的,反应堆换料水池只有在进行装料或卸料时才充满水。当反应堆压力容器进行检查时,反应堆换料水池也需充满水。堆内构件存放区利用水闸门隔离后可以单独充水,而与反应堆换料水池无关。

3.5.4.1 正常运行

(1) 定义。

1) 乏燃料水池及有关的回路。

在正常运行时,乏燃料水池内贮存的乏燃料组件不大于 15/4 个堆芯。乏燃料水池的冷却设施必须从第一次卸料操作开始就投入运行,即从停堆后 7d 反应堆压力容器顶盖打

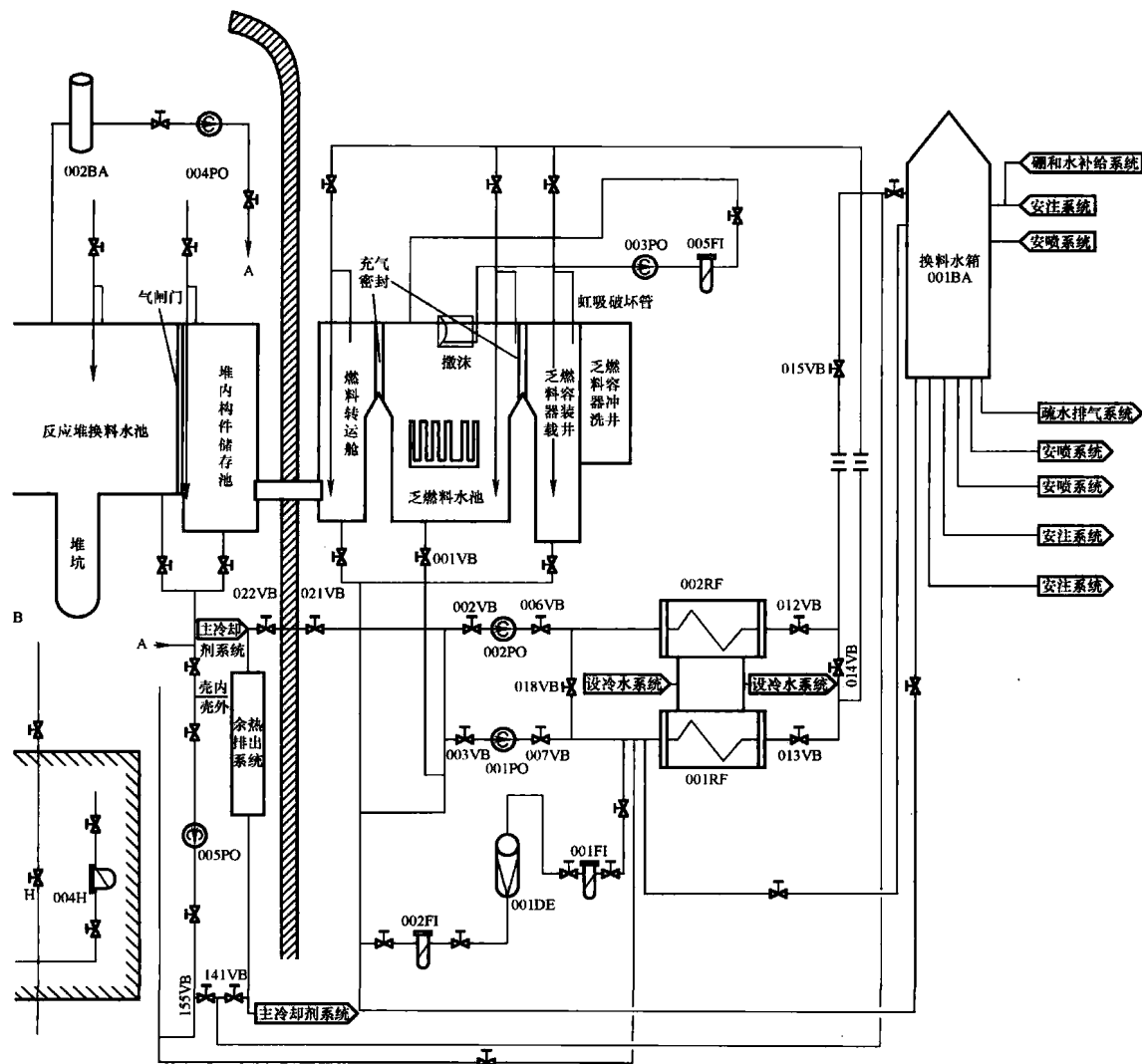


图 2.3-15 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统流程简图

开起,只要水池中存放有燃料组件就一直在运行。

水池充水至正常水位+19.5m,容量为1260m³。

2) 反应堆换料水池。

在装料和卸料操作时,反应堆压力容器是敞开的,反应堆换料水池充水至+19.5m高度。

3) 换料水箱 001BA。

在正常运行工况下,水箱储水不少于1600m³,液面标高+16.62m。这是在LOCA以后安全注入和安喷所需要的水容积,其中考虑到水箱下部低于安喷和安注再循环阈值的水是不可利用的,实际上可使用的水容积只有1380m³。

此外,考虑到吸入管道的各连接口,水箱底部有92m³的水是不可能被抽取的。

(2) 正常运行说明。

1) 乏燃料水池及有关的回路。

a. 水池冷却回路:当乏燃料水池贮存有乏燃料组件时,冷却回路是连续运行的。水池尺寸是按正常贮存量为15/4个堆芯,即540个乏燃料组件确定。另外水池还空出足够放置整个堆芯燃料组件量(121个组件)的空间,以备事故需要。水池最高的允许水温为60℃。

在正常贮存工况下,水池最大剩余热功率为1631.25kW,用一个冷却系列(一台泵、一台热交换器)冷却乏燃料水池,冷却回路流量为300m³/h,由流量传感器进行监测。回路水阻力由节流孔板来平衡。

水泵工作流量为360m³/h,其中60m³/h提供给过滤和除盐水回路。

水池入口水温为42℃,水池最高出口水温为46.73℃。

b. 过滤和除盐回路:这一回路是长期、连续进行的。流量为60m³/h,由流量传感器监测;设备的压降由手动调节阀调节,过滤器和除盐器的压降由传感器就地测量,由值班人员进行监测。

回路的最高工作温度按树脂的温度上限定为60℃,因此当温度超过这一限值时,温度传感器就向运行人员报警,同时要隔离过滤-除盐装置。

泵的扬程是按过滤-除盐回路而确定的。节流孔板提供冷却回路中的主循环所需的压降。

c. 水面撇沫及有关的过滤回路:当需要改进乏燃料水池中水的纯度和透明度时,就启动水面撇沫和过滤回路。003PO泵流量为5m³/h,在水泵入口设有压力控制器,当水泵入口压力过低时,自动控制水泵停运。过滤器005FI的脏污情况通过就地压差计来测量。

在固定撇沫装置水槽中的移动式溢流口有个水池正常水位(+19.50m)约±3cm的范围,这个范围确定了乏燃料水池允许的水位变化。

2) 反应堆换料水池及有关回路。

a. 过滤回路:在整个反应堆压力容器顶盖开启和向堆腔充水的过程中,要用余热排出系统、化容系统和硼回收系统来去除反应堆冷却剂中的污染物,以避免在换料操作期间堆腔中的水稀释,降低硼浓度。裂变气体和溶解的氢则通过化容系统的容积控制箱和硼回收系统的除气塔来去除。

反应堆压力容器开盖以及堆腔充水以后,过滤回路处于连续运行状态。过滤器的脏污程度由就地压差计监测,阻力增大后可通过调节阀来控制流量,当过滤阻力达到0.15MPa时,将过滤器隔离后进行清除,此时保持一台过滤器运行,流量由调节阀调节。反应堆换料或检修时,反应堆换料水池充水后过滤器回路就处于连续运行状态。

b. 水面撇沫回路:撇沫回路只在有必要提高堆腔中水

的纯度和透明度时才启动运行。水面撇沫回路和反应堆换料水池的过滤回路是相互连接的(005PO的吸入口和004PO的排出口相通)。

3) 换料水箱 001BA。

在冬季保持水箱温度为6~13℃,设置一组6×12kW=72kW的电加热元件,由温度控制器来控制。

高压安注泵有效净正吸入压头(NPSHa)的计算是根据水箱水温为40℃时确定的,当水箱水温高于40℃时,温度控制器报警(特别是在堆腔排水以后),此时可用安喷热交换器进行冷却,并通过安喷泵的试验管路再送到水箱。

3.5.4.2 特殊稳态运行

(1) 定义。

1) 在乏燃料水池中贮存15/4个堆芯的燃料组件加上反应堆容器进行检查时而贮存的一个整堆芯。

2) 用反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统作为余热排出系统的后备系统。

3) 反应堆压力容器的定期检查。

(2) 运行描述。

1) 在反应堆压力容器要进行检查,反应堆内整个堆芯的元件需贮存在乏燃料水池中时,加上以前已贮存的15/4个堆芯,在最不利情况下需要冷却回路带出6641.25kW的剩余释热,冷却回路可以用下面的任意一种方式运行:

a. 由奇数系列一台泵和一台热交换器(001PO-001RF)进行冷却,保持水池的最高温度为61.30℃(最高允许值为80℃)。

b. 用两台泵和两台热交换器并联运行,此时应打开阀门017/018/014VB。保持水池最高水温为51.63℃(最高允许水温为60℃)。

2) 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统作为余热排出系统的后备系统。

反应堆换料水池的冷却:

a. 正常运行:反应堆在维修及换料的情况下,反应堆堆芯的剩余释热由余热排出系统的正常运行带出。本系统在设计上并不考虑取代其冷却功能,但可以在应急状态下作为余热排出系统的后备,故考虑了这种应急供水所涉及的设备的温度和001、002PO泵的净正吸入压头。

b. 特殊稳态运行:由于奇数管线要用于乏燃料水池的冷却,在应急情况下只能用偶数管线作为余热排出系统的备用。冷却回路循环泵001、002PO直接与余热排出系统的循环泵吸入口相连接,在余热排出泵不能工作时,反应堆内的水可经002PO,再经热交换器002RF,经阀门140VB和余热排出系统阀门114VP返回到余热排出泵出口管线上进入反应堆。冷却水流量为300m³/h,由节流孔板限制流量,能带出的热负荷为4228.5kW,从而达到冷却堆芯的目的。

反应堆一旦达到冷停堆,在反应堆压力容器打开之前和期间,本系统的第二冷却系列(002PO、002RF)处于为余热排出系统的备用状态。因为如果反应堆冷却剂回路未开启,在余热排出系统发生故障的情况下,总是有可能使反应堆冷却剂回路升压和升温,并用辅助给水系统来排出余热(只要可利用这一系统向蒸汽发生器供水)。因此,只有在反应堆冷却剂回路开启以后,才能用系统的第二冷却系列作为余热排出系统的后备系统。

第一种情况:当蒸汽发生器开启时作为余热排出系统的后备系统。

反应堆压力容器由螺栓连着,蒸发器开启,且其下封头

有一半充满冷却剂。在这一配置形式下,假定余热排出系统不能使用。

从第二冷却系列来的应急供水,只有在余热排出系统失效约30min后(手动开启阀门以后)才能利用。在这段时间里,反应堆冷却剂温度上升,且部分冷却剂汽化,这取决于余热排出系统失效时的余热。

第二种情况:反应堆压力容器开盖操作时作余热排出系统的后备系统。

这种运行情况发生在拆除压力容器螺栓时,即至少在停堆3d后。反应堆冷却剂处在容器顶盖连接面以下10cm处。

第三种情况:反应堆压力容器开盖和堆腔充满水时作余热排出系统的后备系统。

要在堆腔中水沸腾前保证用本系统作余热排出系统的后备系统。

第四种情况:有意利用本系统代替余热排出系统,以便计划维修服务。

在进行这种运行之前,应估算堆腔水温预计的变化(要考虑堆芯的余热和乏燃料水池的余热)。另外,还必须计算在泵001PO失效时,将泵002PO恢复正常使用前可利用的时间,从而可估算余热排出回路处于不能使用状态下的时间。

用本系统作为余热排出系统的备用需要满足下列条件:

a. 反应堆主回路必须处于打开状态(压力容器顶盖、蒸汽发生器或稳压器人孔门打开)。

b. 反应堆主回路水温低于70℃。

c. 反应堆主回路水位应超过主管道接管半管水位(即反应堆冷却剂回路管道的轴线水位)。在余热排出失效时,必须用化学和容积控制系统来补偿因蒸发而失去的水量,使水位达到上述要求,以便能启动本系统循环泵002PO有足够的吸入压头而不产生汽蚀现象。

d. 在反应堆主回路压力小于0.3MPa,温度小于100℃情况下,本系统已处于与余热排出系统连接状态,一旦需要即可很快隔离余热排出并开启阀门021、141VB投入运行。

当余热排出失效时,要进行下列操作:关闭气动阀013VP、024VP、025VP和手动阀002、003VP;开启安全壳手动隔离阀(安全壳外)021VB和141VB;启动泵002PO。

e. 从反应堆停堆到主回路处于打开状态,并要求用本系统作为余热排出系统备用投入的时间与海水温度有关。冷却海水温度越低,本系统热交换器能带出的热负荷越大,本系统作为备用的投入时间越早。

3) 反应堆压力容器的定期检查。

进行反应堆压力容器的定期检查有两种方式:

a. 不取出堆内构件的检查。

反应堆换料水池充水至+19.50m标高,由余热排出系统冷却反应堆冷却剂回路,本系统过滤回路投入运行,并且用电视摄像机检查反应堆压力容器的连接管。

b. 取出堆内构件后的检查。

反应堆换料水池充水至+19.5m标高,并把所有堆芯燃料卸空,堆内构件提出,并贮存在堆内构件存放区。由于水应处于静止状态,没有气泡,并保持恒温,所以要停止由余热排出系统进行的冷却和由本系统进行的过滤。然后对反应堆压力容器、管道和接管上的焊缝作超声波检查,并用电视摄像机作外观检查。

3.6 核取样系统

3.6.1 定义和功能

核取样系统提供了从反应堆冷却剂回路和蒸汽发生器二次侧回路、废液处理系统及辅助系统等处取得液体和气体样品的集中装置。必要时也可进行就地取样。

3.6.1.1 主要功能

核取样系统能够集中抽取供化学分析和放射性化学分析的液体样品和气体样品。

样品来自:

- (1) 反应堆冷却剂系统。
- (2) 废液处理系统。
- (3) 废气处理系统。
- (4) 蒸汽发生器二次侧和蒸汽发生器排污系统。
- (5) 其他辅助系统。

依据样品的来源,样品分别被送往核取样间(反应堆冷却剂取样)或二次侧取样间(蒸汽发生器排污取样)。

本系统提供了就地取样接管,但就地取样接管不属于核取样系统的组成部分。

3.6.1.2 安全功能

本系统的一部分管线具有密封屏障的作用。

在功率运行或热备用期间,根据控制棒束在反应堆内插入限值的相关位置来检测硼浓度的快速变化。

在热停堆和正常冷停堆期间或在换料维修停堆期间,对反应堆冷却剂硼浓度的连续监测显示出有效停堆裕量,并允许对反应堆冷却剂误稀释进行检测。

本系统对排放前废物特性进行监测,有利于环境保护。

此外,本系统还具有一个很重要的事故后功能。它可以从反应堆主回路系统和安喷系统收集高放射性的液体样品;从蒸汽发生器排污系统取样,来检查一次侧向二次侧可能的泄漏。因此,核取样系统有利于事故的判断和控制。

下面以秦山第二核电厂为例说明核取样系统的设置和运行。

3.6.2 安全设计准则

从安全壳里面引出的取样管线在安全壳内外侧必须分别装设隔离阀,提供必要时确保安全壳隔离的有效手段。

应对一回路取样管线和蒸汽发生器取样管线在安全壳内的部分加以防护,使其免受高能管道破裂的影响。

3.6.3 系统描述

核取样系统流程简图见图2.3-16。

3.6.3.1 系统组成及主要设备

(1) 系统组成。

核取样系统对核岛内需要做化学分析和放射性分析的系统进行了集中取样。它分为核(一回路侧)取样间和二回路侧取样间。

核取样间:作为放射性液体取样,为两个机组所共用。

二次侧取样间:用作蒸汽发生器液相分析,为两个机组所共用。

核取样间包括:

- 1) 反应堆冷却剂系统取样管线。
- 2) 废液处理系统取样管线。
- 3) 废气处理系统取样管线。
- 4) 化学和容积控制系统等其他系统的取样管线。

根据放射性的高低和取样要求的不同,这些系统的取样管线分别被引至手套箱、气体通风柜和液体通风柜。

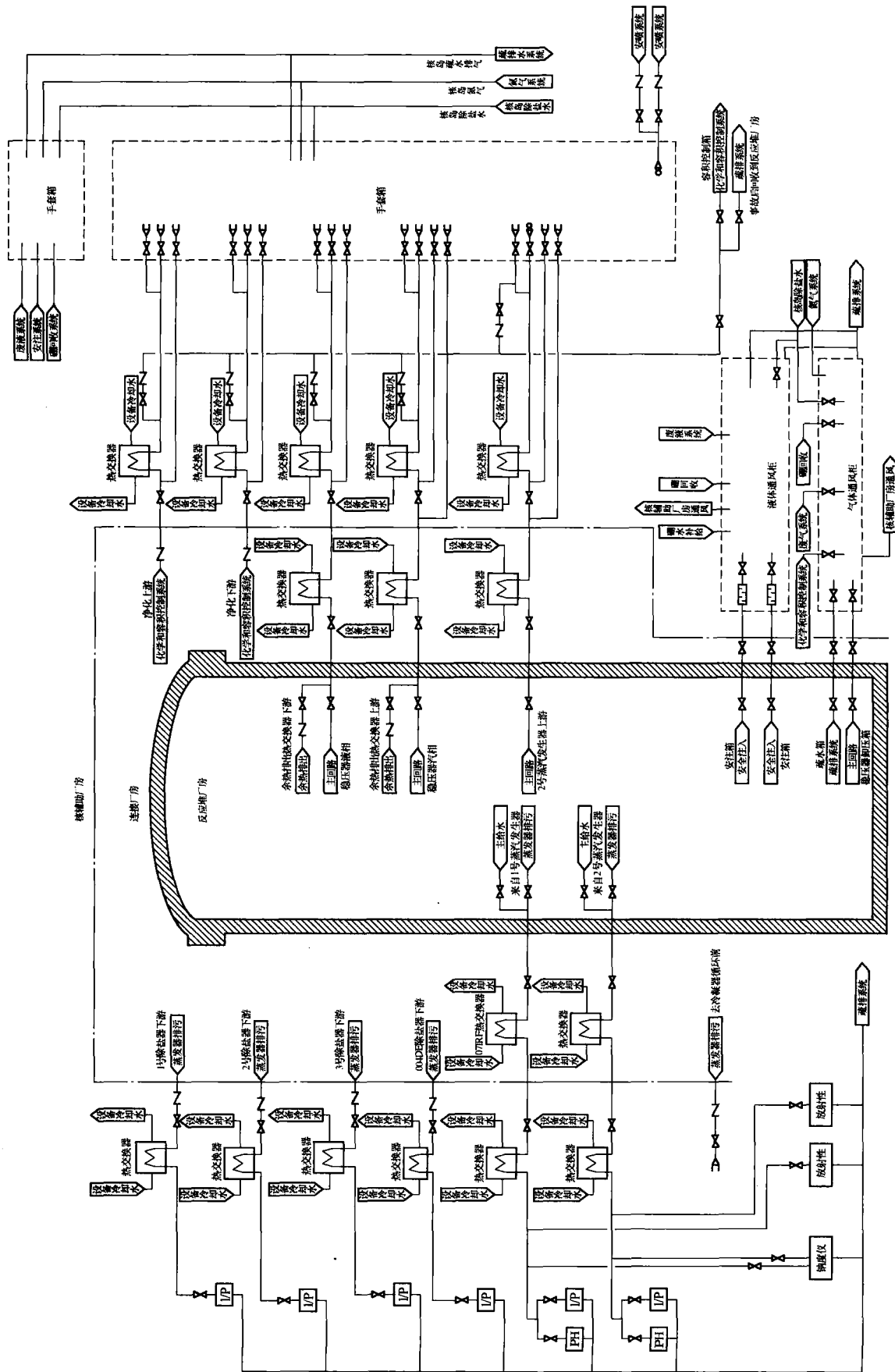


图 2.3-16 核取样系统流程简图

二次侧取样间位于核辅助厂房,包括:

- 1) 蒸汽发生器二次侧取样管线。
- 2) 蒸汽发生器排污除盐装置的取样管线。

在来自净化站(除盐装置)的取样管线上,隔离阀的下游装有一个止回阀,以防止一旦净化站降压(由于除盐装置是串联的)空气漏进蒸汽发生器排污系统。

二回路取样管线上均安装过滤器(二回路通常不带放射性),以防止在 pH 计和电导仪中沉积物积累。

(2) 样品来源。

1) 安全壳内:反应堆冷却剂 1 和 2 环路的热段;稳压器汽相和液相;余热排出热交换器的进出口;安注箱液相;稳压器卸压箱汽相;反应堆冷却剂疏水箱气相;蒸汽发生器液相(蒸汽发生器二次侧液相)。

2) 安全壳外:安喷系统(安喷热交换器的下游);容积控制箱气相;除盐器进口和出口(化容系统);硼回收系统工艺过程的各个阶段;废气处理系统的缓冲罐和衰变箱;补给水箱(硼和水补给系统);蒸汽发生器排污水处理系列的各个阶段;废液处理系统的前贮槽和蒸馏液贮槽。

(3) 系统主要设备。

1) 核取样间。

核取样间设置:

a. 四个分别放置的手套箱:硼回收系统和废液处理系统取样接头;1 号机组取样接头;气液相分离装置;2 号机组取样接头。

b. 一个液体通风柜。

c. 一个气体通风柜。

d. 一个安装有 TPL 开关的控制盘,用于安全壳隔离阀的就地控制。

设备描述:

a. 手套箱。

为了改善操作人员的防护条件,手套箱与废气处理系统相连(经过核岛疏水与排气系统的排气系统)。

每个手套箱都配备有一个负压调节器。

在手套箱的上方,有流量、温度和压力指示器。

在正常运行时使用的每一条或每一组取样管线进入手套箱均分成两个管接头:一个与手套箱设备连接(氢测量仪、气液相分离器、硼测量仪以及手动取样装置);一个与微孔过滤器相接的专用接头连接。该管线接于低温冷却器的上游并装配有直通阀(球阀)。

从反应堆冷却剂 1 环路和 2 环路来的取样管线上设置一个附加管接头,且只在事故后情况下使用。

在分析仪和管线之间用一个可拆装的、带有自锁装置快速接头的软管来连接。

b. 气体通风柜。

为了保证气体的有效回收,不管其密度如何,均在通风柜的上部和底部进行回收操作。

通风柜直接与辅助厂房通风系统的碘通风管道相接。

两个气体取样容器用于实验室分析。

吹扫容器时可以与核岛疏水与排气系统连接。用软管实现这些容器和取样管线的连接。

通风柜备有一个取样前作吹扫容器用的氮气接头和来自除盐水分配系统的除盐水接头。

c. 液体通风柜。

液体通风柜与上述气体通风柜的设计是相同的。

如果测量简单,只需添加一种化学试剂的样品分析可在现场进行。如果样品必须送到实验室分析,也可装入小型取

样容器送到实验室。

2) 二次侧取样间。

二次侧取样间设置有:从蒸汽发生器(二次侧)来的取样管线;监测蒸汽发生器排污系统除盐器的取样管线。

与反应堆冷却剂取样管线不同的是,在二次侧取样管线上装有过滤器(此流体通常是非放射性的),以避免沉淀物在 pH 仪和电导仪上积累。但是,因为样品的部分放射性是由于残渣迁移的结果,所以作为放射性测量用的样品在过滤器的上游抽取。

(4) 结构材料的选择。

整个取样系统的管道、管件、设备的材料均采用不锈钢,并且采用焊接结构。

3.6.3.2 系统运行

在所有运行状态,即功率运行、热备用、热停堆、正常冷停堆、换料冷停堆、蒸汽发生器检查和事故后状态下,核取样系统应全部或部分投入使用。

(1) 正常运行。

在功率运行、热备用、热停堆期间核取样系统应处于正常运行状态。

1) 反应堆冷却剂系统、余热排出系统和化学和容积控制系统取样管线(接头布置在核取样间的手套箱内)。

安全壳隔离阀通常处于开的状态。

操作人员可以通过控制调节阀和减压阀的压差整定值来控制通过分析仪的流量。

与分析仪相接的取样管线的流量用调节阀调节。

那些不投入使用的取样管线的流量可以减小到 40L/h,但是样品的温度不能保证处在 $(35 \pm 1)^\circ\text{C}$ 的范围内。另外,在取样期间外,从稳压器汽相来的取样管线是隔离的。

2) 硼回收系统和废液处理系统取样管线(接头布置在核取样间的手套箱和通风柜内)。

a. 接头布置在手套箱和“液体”通风柜的硼回收系统取样管线上。

由于硼回收系统的取样管安装有一条返回管线,所以可长期保持在低流量下运行。

b. 接头布置在手套箱和“液体”通风柜的废液处理系统取样管线上。

通过控制安装在手套箱内的阀门使取样管线投入运行;靠近管嘴的隔离阀通常处在开启状态。

c. 接头布置在气体通风柜的取样管线上。

当要收集反应堆冷却剂系统和核岛疏水与排气系统样品时,首先从核取样间发出要求打开安全壳贯穿件隔离阀的信号。在没有 A 阶段安全壳隔离信号的情况下(A 系列或 B 系列),则可以打开隔离阀。

操作安装在通风柜内的阀门,可接通取样管线;靠近管嘴的隔离阀通常是关闭的(即使是连接废气处理系统的也是如此)。

d. 接头布置在硼回收系统和废液处理系统“液体”通风柜的安全注入系统及反应堆硼和水补给系统的取样管线上。

对于安注箱的取样管线投入运行的操作与前一条一样。

硼和水补给系统补给水箱的取样点均设在补给水箱的出口,靠重力收集样品。

3) 蒸汽发生器二回路侧取样管线(接头布置在二次侧取样间)。

对样品作连续监测,以显示样品的化学特性和放射性变化。通常蒸汽发生器排污取样管线上的气动安全壳隔离阀是

常开的。蒸汽发生器上部取样的阀门通常是关闭的。

当没有 B 阶段、B 系列的安全壳隔离信号时,安全壳外隔离阀处在开启状态。

除湿保养外,在其他的运行状态下,对蒸汽发生器排污管线保持连续取样。

4) 与蒸汽发生器排污系统除盐器出口相接的取样管线(接头布置在二次侧取样间)。

除个别之处,大部分取样点均是连续取样。

(2) 特殊稳态运行。

在中间停堆、正常冷停堆时,取样工作与正常运行状态时相同。

1) 一回路取样。

换料和蒸汽发生器检查时的冷停堆。

反应堆压力容器处于开启状态(反应堆冷却剂的水位处在压力容器接管和反应堆堆腔的正常水位之间)。

在正常运行条件下,接在反应堆冷却剂环路上的分析仪此时通过阀门连接余热排出系统热交换器上游的取样管线。

其他分析仪的返回管线,可连接化学和容积控制系统的再循环总管(如果容积控制箱可用)或接到 2 号蒸汽发生器上游一回路取样管线上。在这种情况下,可通过调节控制器的整定值将减压阀全部打开。

2) 二次侧取样。

转换到冷停堆期间,蒸汽发生器二次侧的压力逐渐下降,一直降到余热排出系统能投入运行,蒸汽发生器内的压力足以提供正常取样。

蒸汽发生器湿保养期间的第一周是不必取样的,以后则每周取样一次。利用蒸汽发生器与就地取样点之间的水位差足以手动取样。

当关闭一组蒸汽发生器排污系统除盐器管线时,对于没有投入使用的除盐器管线的取样管线可保持开启位置。

当关闭两组蒸汽发生器排污系统除盐器管线时,从蒸汽发生器排污系统连续取样,但样品不能返回到除盐器的上游。当为一个机组专设的集水坑被充满后,就排向另一个机组的集水坑。

经过分析仪之后的样品可排向取样间的地漏。

(3) 特殊瞬态运行。

1) 安全壳隔离阀的手动关闭。

操作人员可使用控制室的一个 TPL 开关或者使用设在核取样间的 TPL 开关来关闭所有的安全壳隔离阀(一回路取样管线或稳压器、余热排出系统取样管线、蒸汽发生器排污取样管线、安注箱、核岛疏水与排气系统疏水箱取样管线、稳压器卸压箱取样管线上的安全壳内部隔离阀或外部隔离阀)。

2) 从换料冷停堆转换到正常冷停堆。

系统的初始状态与系统正常运行状态相同。

反应堆冷却剂系统密封后,压力和温度逐渐上升,一直达到正常冷停堆状态。分析仪的连接必须和正常条件一样(返回到化容系统)。

如果不进行这种操作,安全壳隔离阀则由压力开关使其自动关闭。

只要余热排出系统的压力不超过 4MPa,温度不超过 60℃,硼浓度计可以一直维持运行。

(4) 事故后取样。

1) 一回路和二回路泄漏后的取样。

当发生一回路或二回路泄漏的事故后,能够对一回路冷却剂和安喷系统取样。

为了做到这一点:使用安装在主控室的主控室系统特别按钮可阻止发出 B 阶段安全壳隔离信号,然后操作员可在核取样间重新打开相关的安全壳隔离阀。核取样系统设置有特殊部件,即铅屏蔽桥事故后连接件等,这样可以对安全壳内的高放射性一回路水进行连续取样和监测,采用与核岛疏水与排气系统相连的机械连接可以将水重新送回安全壳内。

2) 蒸汽发生器传热管发生断裂后的取样。

对蒸汽发生器排污系统的连续取样可提供传热管的破裂这样重要的信息。

(5) 其他运行。

1) 一回路取样。

反应堆冷却剂分析仪的设计应能承受如下压力:对于氢分析仪气液相分离器和过滤器为 1MPa;对于硼浓度计为 4.65MPa。

用以下措施来保护仪表的超压和不正常升温:根据来自安全壳的管线上减压阀下游的超压或升温信号来关闭安全壳内的隔离阀;根据超压或升温信号关闭化学和容积控制系统净化装置上游和下游管线上的压力调节阀;一旦出现高压和高温信号时,关闭余热排出系统泵下游、稳压器(汽相)和反应堆冷却剂取样管线的安全壳内隔离阀(保护硼浓度计)。

此外,取样管线上装有安全阀,硼浓度计安全阀的整定值为 4.65MPa(表压)。

安全阀的开启由排放总管上测点的升温信号显示。

2) 二回路侧取样。

关闭安全壳内的隔离阀或关闭减压阀防止超压和非正常升温,以此保护蒸汽发生器排污取样管线上的分析仪。

此外,每条取样管线上减压阀的下游安装有一个安全阀。

安全阀的开启由排放总管上测点的升温信号显示。

4 二回路核蒸汽系统

4.1 主蒸汽系统

4.1.1 定义和功能

主蒸汽系统的主要功能是将蒸汽发生器产生的蒸汽输送到汽轮机和其他辅助设备。

主蒸汽送往的设备和系统包括:

(1) 主汽轮机及其辅助设备:汽轮机轴封系统、凝汽器和汽水分离再热器。

(2) 通向凝汽器和大气的蒸汽旁路系统。

(3) 辅助给水汽动泵的汽轮机。

(4) 辅助蒸汽转换器。

主蒸汽疏水系统从主蒸汽系统排出凝汽水,常规岛中设有回收核岛来的疏水管路的疏水设备,回收的清洁疏水通过凝汽器返回主给水系统,或是排到常规岛废液排放系统。

主蒸汽系统送出的压力和流量信号用于调节汽轮机旁路系统大气排放阀和调节蒸汽发生器水位的给水调节系统。

主蒸汽系统除执行正常的运行功能之外,还执行一定的安全功能:

(1) 在主给水系统或辅助给水系统的配合下,主蒸汽系统用于在正常运行工况、紧急工况和事故工况下排出由反应堆产生的热量。

(2) 主蒸汽系统的测量通道来的信号用于引发反应堆保护系统、安注系统和蒸汽管道隔离的保护信号。

(3) 常规岛主蒸汽系统不按核安全功能分级,但是,为防止电气厂房受非核安全分级的主蒸汽管道破裂的影响而设

有管道防震装置。

下面以秦山第二核电厂为例说明主蒸汽系统的设置和运行。

4.1.2 设计准则

主蒸汽系统的设计基准如下：

(1) 该系统将蒸汽从蒸汽发生器输送到汽轮机高压缸主汽门。蒸汽流量和压力的变化范围可以覆盖系统预热直到额定运行工况。

(2) 在电站按 10% 阶跃负荷下降，直到甩负荷到厂用电负荷期间，在电站启动、热停堆和冷停堆期间，该系统为核蒸汽供应系统产生的热量提供散发的途径。

(3) 安全壳外的主蒸汽管线上设置了隔离阀。

(4) 在紧急工况下，该系统提供一个可靠的蒸汽供汽源，以保证辅助给水泵汽动泵的运行，确保反应堆的降温。

(5) 从蒸汽发生器出来到主蒸汽隔离阀后面第一个抗震支架之间的这一段管道的设计，使其在安全停堆地震后仍能保持其功能。

(6) 安全壳外蒸汽管线属安全级的部分设计成“超级管道”。

4.1.3 系统描述

4.1.3.1 系统组成

主蒸汽系统流程简图见图 2.3-17。

主蒸汽系统设置两根主蒸汽管线，每根管线分别与一台蒸汽发生器出口接管相连。两根管线分别穿过安全壳，进入主蒸汽隔离阀管廊。穿过主蒸汽隔离阀管廊后进入汽轮机厂房，然后合并为一根蒸汽母管。从蒸汽母管将蒸汽送往各用汽设备及系统。

每根主蒸汽管线上（主蒸汽隔离阀上游）设置 7 台安全阀，可将蒸汽向大气排放。安全阀分为两组，一组为 4 台弹簧式安全阀，另一组是 3 台加能助动式安全阀，两组安全阀的开启整定值不同。

每根管线上分别设置一台主蒸汽隔离阀。主蒸汽隔离阀有一条旁路管线，旁路管线上设置一台气动隔离阀和一台气动调节阀，它用于在电厂启动期间平衡主蒸汽隔离阀两侧的蒸汽压力，并在暖管期间向汽轮机管道系统供汽。

在每条主蒸汽管线上还设有一个汽轮机旁路系统的接头和一个向辅助给水泵汽轮机供汽的接头。

另外，在主蒸汽隔离阀上游安装了一个氮气供应接头，配有常关的手动隔离阀，用于蒸汽发生器干、湿保养。在主蒸汽隔离阀上游还有一个疏水用的接头，它在蒸汽管线暖管或热停堆时使用。

在汽轮机厂房内，从蒸汽母管引出两根管道与主汽轮机主汽门（截止阀）相连接。此外，还有两条通往凝汽器两侧的蒸汽旁路排放总管。与蒸汽母管相连的还有通向蒸汽转换器系统以及去汽轮机轴封的供汽管线、通向汽水分离再热器的新蒸汽管线。

4.1.3.2 主要设备

(1) 主蒸汽管道。

两条主蒸汽管线将核蒸汽供应系统的蒸汽从蒸汽发生器输送给汽轮机。

主蒸汽系统管线中的高能管线主要由下列各段组成：

1) 反应堆安全壳内：蒸汽发生器出口接管和安全壳贯穿件之间的蒸汽管线。

2) 反应堆安全壳外：安全壳贯穿件和主蒸汽隔离阀下

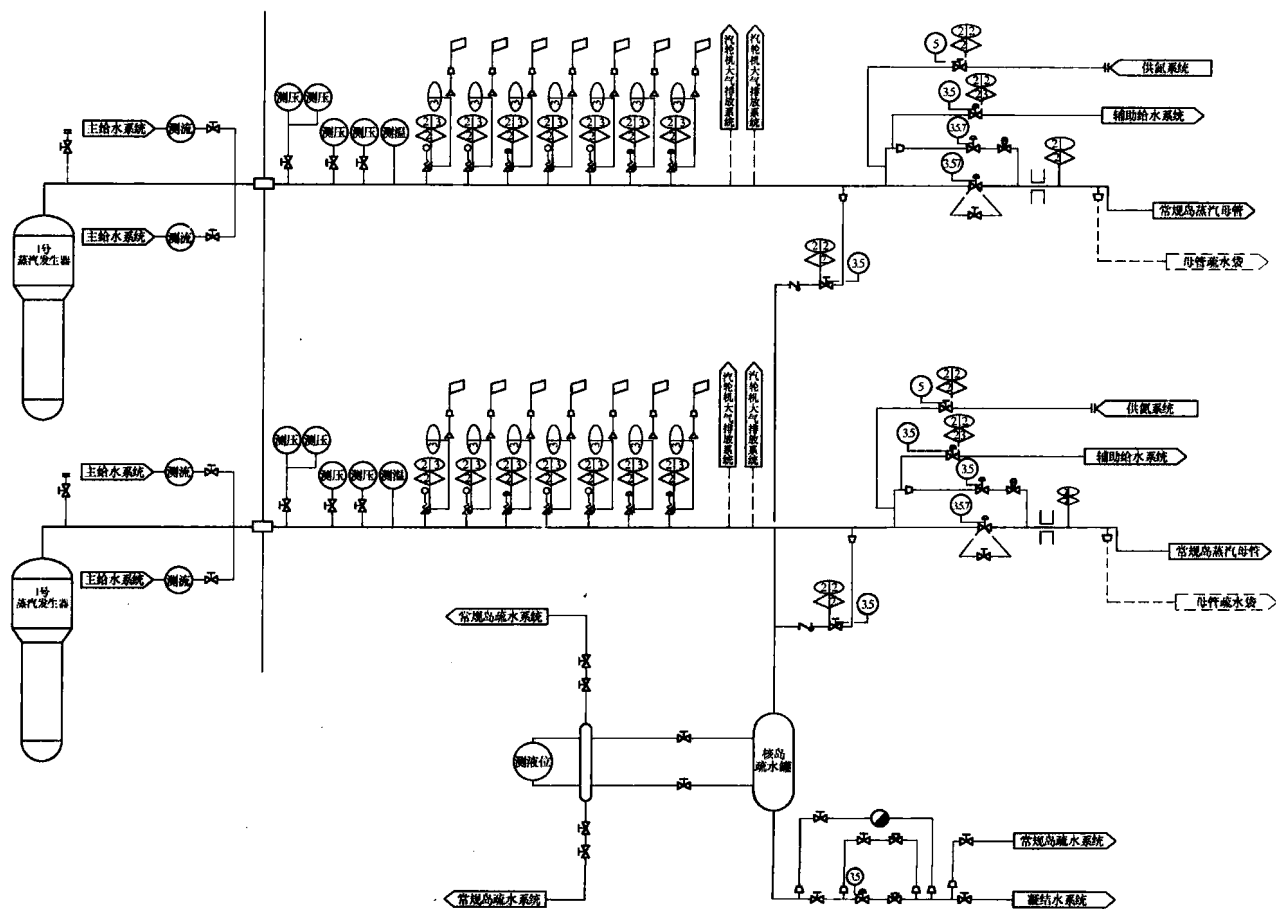


图 2.3-17 主蒸汽系统流程简图

游的径向限位器之间及通向常规岛的蒸汽管线。

径向限位器用以保护主蒸汽隔离阀上游的管段不受阀门下游管线断裂的影响。

主蒸汽隔离阀下游的主蒸汽管道通向位于汽轮机房内的主蒸汽母管,从主蒸汽母管上引出:

1) 2根管道向汽轮机供汽。

2) 2根汽轮机旁路蒸汽总管。从这2根总管分别接出6根各自装有旁路排放阀的旁路蒸汽管道与凝汽器接通。2根汽轮机旁路蒸汽总管还连接汽水分离再热器、蒸汽转换器的供汽总管和汽轮机轴封系统,向蒸汽转换器以及第二级再热器供应高压蒸汽。

核岛主蒸汽管道的设计压力和温度分别为8.6MPa(绝对)和316℃。从蒸汽发生器出来的每根管线都锚固在安全壳的墙上。这些管线有足够的挠性,能够吸收热膨胀引起的蒸汽发生器的位移。

除了辅助给水汽动泵汽轮机蒸汽供应管接口和低点疏水管接口外,所有其他主蒸汽管道的连接件都设在主蒸汽隔离阀的下游。

管道还设置了必要的疏水接口。

(2) 疏水管线和疏水贮罐。

主蒸汽管线的疏水管连接在主蒸汽隔离阀的上游。

有两条疏水管线,每一条的设计流量为2t/h,它与蒸汽供应系统(NSSS)56℃/h的温升速率相对应。这一流量设计能将启动期间产生的凝汽水在大约1.5h内排尽。

疏水贮罐位于汽轮机厂房,它用于收集主蒸汽隔离阀上游的两条主蒸汽管线的凝汽水。

(3) 主蒸汽隔离阀。

主蒸汽隔离阀为快关平行式闸阀。阀门在正常运行工况下为全开,事故工况下,在收到主蒸汽管线隔离阀信号后5s内关闭。

主蒸汽隔离阀的执行机构由一个氮气贮罐和一个液压回路组成。氮气贮罐内的氮气有一定的气压,能够确保阀门可靠关闭,不需要其他能源。液压回路包括一个液压缸和一台电动油泵及其相关油路。执行机构的液压回路的控制是冗余的,分别由A列和B列电源供电。阀门开启时,液压系统提供足够能量克服氮气压力来完成开启操作。

(4) 主蒸汽安全阀。

每根主蒸汽管线上设置7台安全阀。

安全阀分为两组:

1) 第一组为3台加能助动式安全阀,阀门上装有由控制系统先导的隔膜式气动执行机构。加压空气注入隔膜上侧,作为弹簧的附加载荷;提升空气注入隔膜下侧,作为蒸汽压力的附加力。阀门的主体部分与弹簧式安全阀结构相同。为限制二回路侧的压力,它们的整定点低于蒸汽发生器和蒸汽管线的设计压力,但高于大气释放阀的整定压力值。考虑到蒸汽管线的压降、阀门特性和整定点误差,阀门开启整定值设为8.3MPa(绝对)。

2) 第二组为4台靠介质压力使阀门开启的弹簧式安全阀。它们的整定点高于蒸汽发生器和蒸汽管线的设计压力。整定点的设定使得在应急和事故工况下,系统载荷最大处的最高压力不超过设计压力的110%。考虑到蒸汽管线的压降、阀门特性和整定点误差,阀门开启整定值设为8.7MPa(绝对)。

4.1.3.3 系统运行

(1) 正常运行。

系统正常运行包括:

1) 汽轮机负荷恒定的稳态运行。

主蒸汽系统的正常运行对应于发电机与电网相连时电厂机组在15%以上的汽轮机功率的状态。在该功率下,堆芯功率和汽轮机负荷需求相平衡,反应堆和汽轮机控制系统自动运行,无功率波动,且汽轮机旁路系统隔离。

2) 对应于功率跟踪负荷变化的瞬态运行。

在低于15%的汽轮机功率下,例如在厂用电负荷运行的情况下,堆功率和汽轮机负荷需求之间不平衡。为保证稳定运行,反应堆切换到“手动”控制,多余的蒸汽向凝汽器旁路排放。

在正常瞬态下,即负荷跟踪时功率变化的瞬态运行工况下,例如10%额定功率的阶跃变化或每分钟5%额定功率的线性变化,主蒸汽系统的状态与稳态运行时相同。

系统的蒸汽流量取决于汽轮机的负荷。汽轮机负荷的增加将引起汽轮机入口调节阀进一步开启。反应堆控制系统将提高反应堆功率,使其与负荷需求相匹配。结果是蒸汽流量的增加使蒸汽压力降低。

汽轮机负荷减少时将与上述情况相反。

(2) 特殊稳态运行。

系统的特殊稳态运行包括7种工况:热备用;热停堆;正常中间停堆(余热排出系统不投入);双相中间停堆(余热排出系统投入);单相中间停堆;正常冷停堆;维修或换料停堆。

其中,单项中间停堆和正常冷停堆工况下,系统的状态与双相中间停堆(余热排出系统投入)相同。

1) 热备用。

当反应堆处在热备用时,汽轮机旁路系统将产生的所有蒸汽排入凝汽器。

主蒸汽系统的主蒸汽隔离阀开启,主蒸汽隔离旁路管线隔离阀关闭,辅助给水泵汽轮机供汽管线上的隔离阀开启;主蒸汽隔离阀上游的疏水管线隔离。

蒸汽压力等于零负荷时的压力,即7.6MPa(绝对)。蒸汽温度为饱和温度。蒸汽流量恒定,其量值取决于反应堆功率。

2) 热停堆。

当反应堆处于热停堆时,由汽轮机旁路系统将蒸汽排入凝汽器。

主蒸汽系统的状态与热备用时相同。蒸汽压力为7.6MPa(绝对)。蒸汽温度为291.4℃。蒸汽流量由反应堆冷却剂泵和堆芯衰变热提供的能量决定。

在热停堆期间,为满足二回路系统的保养要求,关闭主蒸汽隔离阀。

为避免主蒸汽隔离阀上游积水,需要投入疏水管线,将疏水排入凝汽器或常规岛废液排放系统。

3) 正常中间停堆(余热排出系统不投入)。

当反应堆处于这种工况时,堆芯衰变热由汽轮机旁路系统导出。

主蒸汽系统的状态与热停堆时相同。

根据反应堆系统的状态(压力,温度),二回路系统的压力在7.6~1.0MPa(绝对)范围内变化,温度在291.4~180℃范围内变化。

4) 双相中间停堆(余热排出系统投入)。

当反应堆处于这种工况时,堆芯衰变热由余热排出系统导出。

当反应堆不向蒸汽发生器传递热量时,停止使用汽轮机旁路系统,并且隔离蒸汽发生器。

当温度达到约 120℃ [压力约 0.2MPa (绝对)] 时, 可将蒸汽发生器置于湿保养或干保养状态下。为避免空气进入蒸汽发生器, 蒸汽管线充以压力不低于 0.02MPa (绝对) 的氮气。

当余热排出系统失效时, 必须保持两台蒸汽发生器可供使用, 直至可以切换到反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统 (反应堆冷却剂系统卸压)。

5) 维修或换料停堆。

在维修或换料停堆的情况下, 反应堆冷却剂系统完全卸压并已敞开, 所有的蒸汽发生器均置于湿保养或干保养状态下。

(3) 特殊瞬态运行。

特殊瞬态是指正常瞬态 (10% 额定功率的阶跃变化、每分钟 5% 额定功率的线性变化、启动或停堆瞬态) 之外的瞬态工况: 负荷急剧阶跃降低 (直到厂用电负荷); 汽轮机跳闸, 但反应堆不停堆; 反应堆停堆。

1) 负荷急剧阶跃降低 (直到厂用电负荷)。

在负荷急剧阶跃降低 (直到厂用电负荷) 时, 反应堆和汽轮机之间的功率暂时失配。汽轮机进口节流阀的关闭引起二回路压力的大幅度升高, 造成一回路的平均温度和压力上升, 所以此时启动汽轮机旁路系统, 同时插入控制棒组。之后, 随着反应堆冷却剂温度和二回路压力下降, 逐渐关闭汽轮机旁路系统。

在该瞬态期间, 大气释放阀和蒸汽发生器安全阀未动作, 反应堆保护系统 (反应堆停堆装置) 或专用安全设施 (主蒸汽管道隔离装置) 也未动作。

2) 汽轮机跳闸, 但反应堆不紧急停堆。

为改善电厂机组的利用率, 汽轮机跳闸不一定引起反应堆紧急停堆。

如果堆功率小于 40% 额定功率, 汽轮机跳闸不触发反应堆紧急停堆。

如果堆功率大于 40% 额定功率, 汽轮机跳闸触发反应堆紧急停堆有两种情况: 如果凝汽器不能利用, 立即触发反应堆紧急停堆; 如果延时 1s 后, 蒸汽排向凝汽器的旁路系统 (汽轮机旁路系统) 不能利用, 则在此延时后触发反应堆紧急停堆。

3) 反应堆紧急停堆, 并以正常方式排热。

汽轮机跳闸后的反应堆紧急停堆, 或是由反应堆紧急停堆引起的汽轮机跳闸, 均会使蒸汽发生器压力升高。因此, 汽轮机旁路系统动作使反应堆进入零负荷状态。

(4) 启动和正常停运。

主蒸汽系统的正常启动和停运对应于正常工况下电厂机组的启动和停运。

1) 启动。

a. 从冷停堆工况启动。

反应堆从冷停堆状态启动时, 反应堆冷却剂泵的运行加热了反应堆冷却剂系统, 因此也就加热了主蒸汽系统。

从冷停堆升温到 120℃。

开始启动时, 蒸汽发生器水位由辅助给水系统调节到零负荷水位。蒸汽管线和旁路管线隔离阀关闭, 各疏水管线隔离, 供氮管线隔离阀也关闭。

为避免空气进入蒸汽发生器, 这些阀门保持隔离, 直到反应堆冷却剂的平均温度达到 120℃。

从 120℃ 升温到 180℃。

当反应堆冷却剂平均温度达到 120℃ 时, 蒸汽管线疏水阀开启。蒸汽发生器保养用的氮气通过疏水管排出, 蒸汽发

生器水位通过排污系统的排放或通过辅助给水泵补水来调节 (如果凝汽器热阱中的含氧量允许, 也可通过凝结水泵补水)。

从 180℃ 升温到热停堆状态。

当蒸汽发生器压力达到 0.3MPa (绝对) 时, 可开启蒸汽管线旁路阀, 加热隔离阀下游的主蒸汽管线; 应控制阀门开启速度, 使下游的最大温度变化速率不超过 400℃/h (一般为 300℃/h)。

当上游和下游的压力平衡时, 开启主蒸汽隔离阀, 然后关闭旁路阀。主蒸汽母管的疏水系统投入使用。

通过汽轮机旁路系统向凝汽器的旁路排放来控制加热, 直到达到热停堆工况。

为减少总的启动时间, 当反应堆在热停堆后进入功率运行时, 可同时进行主蒸汽隔离阀下游的主蒸汽管线的加热。

b. 从热停堆启动。

在热停堆期间, 若不维修二回路侧, 则所有的疏水阀和主蒸汽隔离阀均开启, 蒸汽管线的加热按照上述的从冷停堆工况启动的方式进行。若要求维修二回路时, 主蒸汽管线隔离阀、旁路隔离阀和汽轮机截止阀均关闭。

主蒸汽隔离阀上游的管线保持热态, 主蒸汽隔离阀下游的管道加热方式仍按照冷停堆工况启动的方式进行。

2) 停堆。

a. 热停堆。

反应堆功率以小于每分钟 5% 额定功率的均匀速率线性下降到 15% 额定功率。在此期间, 汽轮机旁路排放系统不投入运行。

在 15% 额定功率水平时, 反应堆控制切换到手动操作。汽轮机旁路排放系统开始投入运行, 向凝汽器排出剩余蒸汽。

当汽轮发电机提供的功率降到几个兆瓦以下时, 汽轮机的供汽被切断, 所有的蒸汽排入凝汽器。此时, 蒸汽压力相当于该负荷下的压力 7.6MPa (绝对)。

b. 冷停堆。

在冷停堆期间, 主蒸汽系统和汽轮机旁路系统两个系统都运行, 使堆从热停堆状态 (291.4℃) 冷却到余热排出系统投入的状态 [反应堆冷却剂温度为 180℃, 压力为 2.8MPa (绝对)]。

主蒸汽系统的初始状态如下: 蒸汽发生器水位在零负荷水位; 蒸汽发生器蒸汽压力为 7.6MPa (绝对)。

为了冷却到余热排出系统投入所要求的状态, 必须投入两台蒸汽发生器运行。

冷却过程是靠逐渐使大气排放阀蒸汽压力整定值从零负荷的 7.6MPa (绝对) 降低到约 1.0MPa (绝对) 而实现的。

在该压力以下, 余热排出系统投入运行。为保持蒸汽发生器内的存水量, 要求连续供水 (主给水或辅助给水)。

当蒸汽压力达到 2.5MPa (绝对) 时, 主给水泵停止运行, 然后蒸汽发生器由凝结水泵或辅助给水泵供水。

一旦余热排出系统投入 [反应堆冷却剂系统压力和温度分别低于 2.8MPa (绝对) 和 180℃], 汽轮机旁路系统便停运, 蒸汽发生器隔离。

c. 蒸汽发生器保养。

在停堆期间, 必须严格限制蒸汽发生器的含氧量, 以防止局部腐蚀。已考虑下列两种蒸汽发生器的保养方式。

● 湿保养:

湿保养包括用经化学处理的除氧水向蒸汽发生器充水 (溶解氧含量小于 0.1ppm) 和将系统置于氮气保护之下。

湿保养是当蒸汽发生器温度约为 120℃ [蒸汽压力约为 0.2MPa (绝对)] 时进行的。因为在较高温度下, 由于热分解, 联氨的浓度可能不够, 而在较低温度下, 热对流可能不足以保证水中化学试剂的均匀分布。

充水的水位至少在汽水分离器出口以上 30cm, 以保证利用热对流进行循环。当水位达到水位窄量程区域时, 停止充水。

为使蒸汽发生器与供氮系统相接通, 主蒸汽隔离阀关闭, 同时隔离所有蒸汽管线接口。当蒸汽压力约为 0.17MPa (绝对) 时, 氮气供应阀开启。

当蒸汽发生器温度达到 100℃ 时, 氮气压力可降到 0.13MPa (绝对) 以下。

在整个湿保养期间, 氮气压力不得降到 0.12MPa (绝对) 以下, 以防止空气进入蒸汽发生器。

● 干保养:

干保养包括在氮气环境下把蒸汽发生器的水排干。

干保养通常在主蒸汽系统温度约为 120℃ 时进行。

主蒸汽系统的状态与上述相同 (主蒸汽隔离阀关闭, 蒸汽管线接口隔离, 氮气供应阀开启), 蒸汽发生器通过排污系统疏水。

氮气压力调节到 0.17MPa (绝对)。排水完成后氮气压力可降低到 0.13MPa (绝对)。与湿保养一样, 氮气压力不得低于 0.12MPa (绝对)。

在冷停堆状态 (约为 60℃) 下也能进行干保养。在这种情况下, 排水后 [压力降到 0.005MPa (绝对)], 必须先要将蒸汽发生器的空气抽净, 然后使设备处于氮气保护下。

如果机组停运后蒸汽发生器恰好要进行维修, 则不必将蒸汽发生器置于氮气保护下。

排水后, 用热的干燥空气将蒸汽发生器吹干, 然后隔离。

4.1.3.4 控制原则

(1) 蒸汽流量。

每条主蒸汽管线包括两条流量测量通道。

蒸汽流量信号用于:

- 1) 启动安全注入和主蒸汽管线的隔离。
- 2) 控制主给水泵的转速和主给水调节阀的开度。
- 3) 当蒸汽和给水流量失配与任何一台蒸汽发生器低水位符合时, 触发反应堆紧急停堆。

(2) 蒸汽发生器压力。

在反应堆正常运行时不控制蒸汽压力, 蒸汽发生器中的压力是对应温度下的饱和压力。

每条主蒸汽管线有三条压力测量通道, 其中一条通道用于控制通向大气的蒸汽排放阀 (汽轮机旁路系统)。

所有来自压力通道的信号用于:

- 1) 在任一蒸汽管线压力低低时触发安全注入。
- 2) 在蒸汽压力低与蒸汽流量高重合时触发蒸汽管线隔离。
- (3) 主蒸汽母管压力。

主蒸汽母管设有两个压力测量通道, 用于控制通向凝汽器的蒸汽旁路排放。

4.2 主给水系统

4.2.1 定义和功能

4.2.1.1 主要功能

主给水系统包括主给水泵系统和给水流量调节系统。

主给水泵系统在规定的各种运行工况下, 经过高压给水

加热器连续向蒸汽发生器提供所需的给水。给水来自凝结水抽取系统的凝汽器, 并经过给水除氧器系统的水箱。

通过给水流量调节系统控制向蒸汽发生器的给水流量, 以维持蒸汽发生器二次侧水位在一个随汽轮机负荷变化所预定的基准值。

主给水泵的主要功能有:

- (1) 在电源波动的条件下, 能正常提供给水。
- (2) 处于备用状态的电动泵能在一台或两台在运行的给水泵之一跳闸时迅速连锁投入运行。
- (3) 在反应堆额定热功率范围内, 电动给水泵的变速方式能适应给水流量调节系统向蒸汽发生器供水的需要。
- (4) 两台电动泵并联运行提供蒸汽发生器所需的给水时, 具有适当的裕量。
- (5) 备用电动泵自动投入运行的过程中, 蒸汽发生器水量的减少是可以接受的。

主给水系统还用于触发反应堆和汽轮机的保护系统动作:

- (1) 蒸汽发生器液位保护动作。
- (2) 给水隔离阀快速关闭。
- (3) 给水主调节阀和给水旁路调节阀快速关闭。
- (4) 电动主给水泵跳闸。
- (5) 对未能紧急停堆的预期瞬态 (ATWT) 的保护。

4.2.1.2 安全功能

主给水系统不作为执行安全功能的系统, 但系统的测量通道要向反应堆保护系统提供蒸汽发生器的液位信息, 以便进行事故后监测, 因此它又具有部分与安全相关的功能。

当主给水流量调节系统失效时, 通过辅助给水系统继续向蒸汽发生器供水。

下面以秦山第二核电厂为例说明主给水流量调节系统的设置和运行。

4.2.2 系统描述

4.2.2.1 系统组成及流程

主给水系统流程简图见图 2.3-18。

(1) 系统组成。

主给水泵系统由三台并联的 50% 容量的电动泵组构成。正常时两台运行, 一台自动备用, 为蒸汽发生器的二次侧提供所需的给水。每台给水泵组在 8.79MPa (绝对) 的压力下能提供 2 298.5m³/h 的有效输出流量。整个泵组安装在独立的基础上。

主给水流量调节系统包括一条高压给水母管和设置给水调节站与文丘里管在内的两条通往蒸汽发生器给水入口的主给水管路, 其中高压给水母管和给水调节站、文丘里管以及主给水管路的一部分安装在汽轮机厂房内。

(2) 系统流程。

核电厂二回路系统主要由汽回路和水回路组成。汽回路是热力循环的首要循环, 也是能量转换的第一步。蒸汽发生器将反应堆产生的热量传给二回路的水, 使水蒸发产生饱和蒸汽, 进入汽轮机高压缸做功。做功后的排汽压力下降, 进入汽水分离再热器, 去湿再热后, 成为过热蒸汽, 进入低压缸做功, 乏汽排到凝汽器后被海水凝汽成水。

水回路中, 凝结水由凝结水泵抽出, 提升压力, 送入低压加热器加热, 提高水温。最后一级的出水送入除氧器进行加热除氧。

除氧器中的除氧水再由主给水泵抽出, 送入高压加热器。主给水泵的排水经过高压加热器后进入给水流量调节系统。

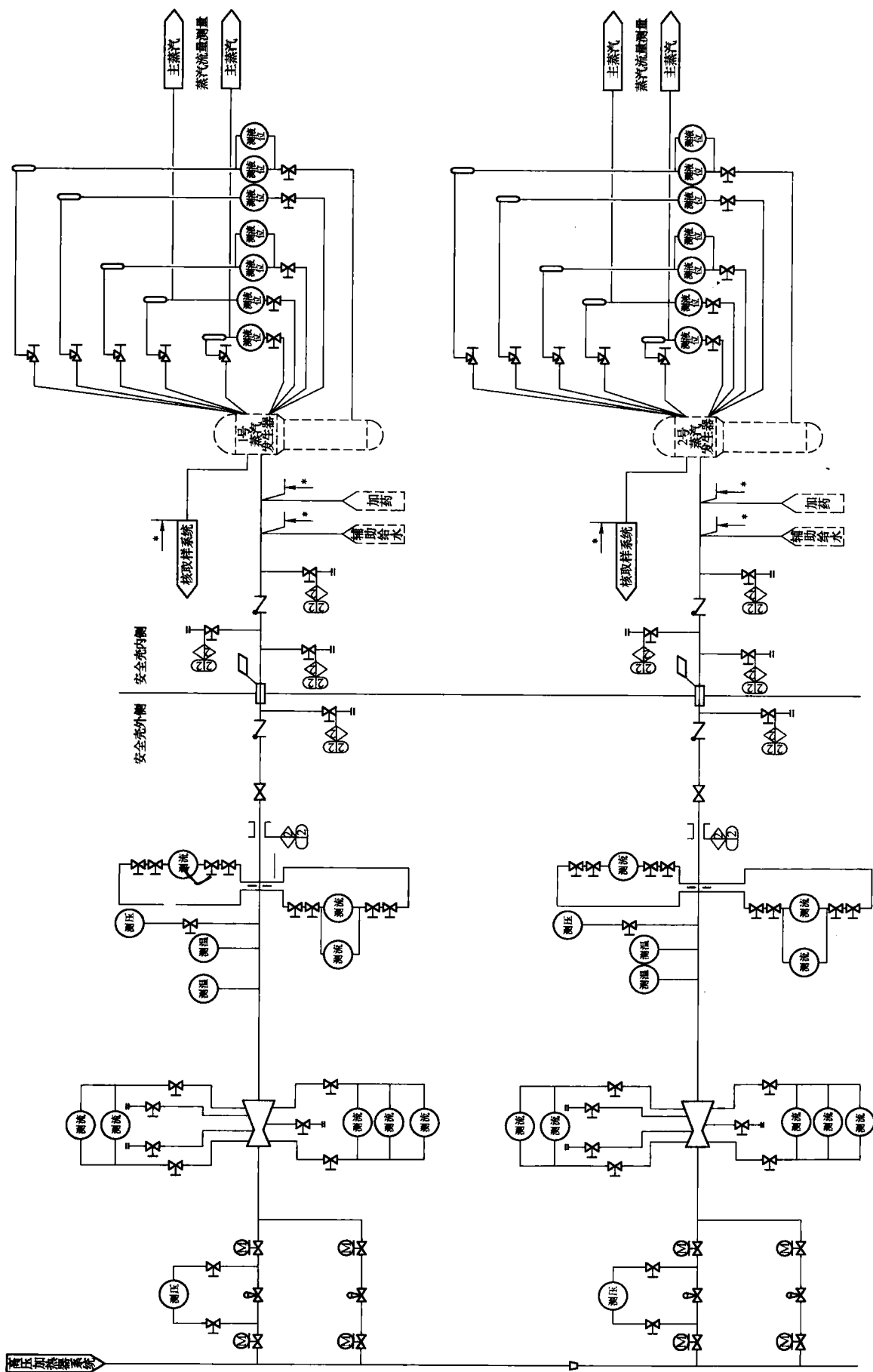


图 2.3-18 主给水系统流程简图

在给水量调节系统,给水首先进入一条给水管,再由此分为两条给水管路。在母管上还设有一根到凝汽器的再循环支管。

在给水管分支后的两条给水管路上分别设有一个调节站,用以控制通向蒸汽发生器的流量。每个给水调节站包括一台给水主调节阀和一台旁路调节阀,在主调节阀前后设电动隔离阀。在旁路调节阀前后设有旁路电动隔离阀。

两条给水管路通往两台蒸汽发生器,进入蒸汽发生器的给水环管。

系统的管道布置确保每台蒸汽发生器的给水流量相等。末级高压加热系统下游的公用母管可保证各蒸汽发生器的给水温度相同。采用的布置保证调节阀下游的给水管(蒸汽发生器内)处于系统的最高点,以防止在运行瞬态期间管路中出现蒸汽阻塞现象。

4.2.2.2 主要设备

(1) 电动给水泵。

电动给水泵组由前置泵(吸入级泵)、压力级泵、电动机、液力耦合器及增速齿轮箱等主要部件组成(见图2.3-19)。电动机轴的一端直接驱动前置泵,轴的另一端通过液力耦合器和增速齿轮箱带动压力级泵。前置泵由一台功率为7100kW的鼠笼式异步电动机直接驱动,额定转速为1485r/min;压力级泵由电动机轴的另一端通过增速齿轮及液力耦合器驱动,额定转速为5825r/min。

电动给水泵的前置泵和压力级泵均属卧式、单级双吸泵。来自除氧器的除氧水经过三条管线、前置泵入口电动隔离阀、临时粗滤网、异径接头进入前置泵,从前置泵出口经装有异径接头、流量测量孔板的泵间连接管进入压力级泵,然后经出口止回阀和电动隔离阀送往高压给水加热器。每台给水泵组都单独设有引漏系统,以防止由于低流量时过热而损坏泵。

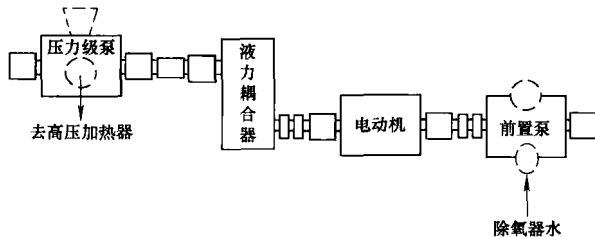


图 2.3-19 电动给水泵

电动给水泵有几种运行状态:

1) 正常运行。机组正常满负荷运行时两台泵并联运行,一台处于自动热备用状态。

2) 特殊稳态运行。主汽轮机组跳闸。当主汽轮机组跳闸(主蒸汽排向凝汽器)时,给水泵将继续运行并增速,以维持给水母管与新蒸汽母管的压差。

3) 特殊瞬态运行。

除氧器卸压。在汽轮机组甩负荷或跳闸时,除氧器的自动控制系统能保证其压力基本稳定或有控制的下降。这将保证实际的净正吸入压头满足给水泵所需净正吸入压头的要求。一般的系统失效时仍能保证给水泵所需的净正吸入压头。

a. 多台泵并联运行。正常运行时两台泵并联运行;在以下情况时将出现三台泵并联运行,即在两台电动泵并联运行时,用另一台电动泵来代替其中之一的切换过程中出现的三台泵并联运行。

上述切换过程是经常出现的工况。此时刚接入系统的给水泵以高速投入,自控装置将使运行的两台泵大致相同地降

低负荷,随即三台泵都承担提供给水的任务。接下来是将刚接入的给水泵投入自动状态,将拟停运的给水泵切换到手动控制状态,并让它降到零负荷后解列。

电源供应变化(指电源的电压、周波变化)。电源供应变化将影响电动给水泵的转速,会变更其前置泵的转速,此时液力耦合器将起调节作用,调整压力级泵转速,维持整台给水泵组的应有功能。

b. 压缩空气、冷却水或电源中断:压缩空气中断时,引漏阀将全开;正常运行时如冷水中断,将发出警报,并使给水泵跳闸;220V交流电源中断时,引漏控制系统将使引漏阀全开,液力耦合器的执行机构将因失电而“故障保持”。

4) 启动与正常停运。

a. 手动启动:电动给水泵可以由主控室遥控或就地操作启动。启动前必须先核实以下五个条件均已满足:电动泵润滑油系统已投入运行,且润滑油压不低于限值;电动泵系统所有的冷却水系统已投入运行;引漏阀已全开;液力耦合器勺管的执行机构已调整到最小转速(0%)位置;全部阀门均处于正确位置。

b. 自动启动。

与上面所述的五个条件中的第四条相反,首先应将液力耦合器的勺管执行机构置于最高转速(100%)位置,并核对其余四个条件均已满足,然后将泵组置于“备用”状态。这样,当该泵组接到运行中的电动给水泵的跳闸信号时,即能在8~10s内自动启动投入运行。刚接入的泵的压力级泵以高转速投入,然后自控系统会调节其转速,使其与并联运行的电动泵的给水负荷大致相同。

c. 降速。

当电动给水泵跳闸或失去电源时,其惰走时间一般在1.5s内就降至不再向蒸汽发生器供水的转速。

d. 停转。

正常停转时应手动将转速降至最低运行转速,然后再切断电动机的电源。虽然电动给水泵可以在任何转速下手动拉闸停泵,但推荐的操作方法是把转速控制信号先手动降至最低值,然后再手动拉闸停泵。这样操作可避免蒸汽发生器出现短时流量不足的缺陷。

e. 倒转。

电动给水泵处于备用状态或在停运过程中,如果出口止回阀失灵,则有可能发生倒转。此时保护装置将关闭给水泵出口隔离阀;当倒转转速达到某整定值时,连锁装置将闭锁电动机的启动。如果处于备用状态下的电动泵发生倒转,则该泵将不能自动投入运行,必须通过手动才能启动该泵。

(2) 给水主调节阀。

并联安装的主、旁路调节阀提供给水流量调节,以调节蒸汽发生器的水位。给水主调节阀可保证1854t/h的流量(额定流量的95%),旁路调节阀可保证的流量为293t/h(额定流量的15%)。流量控制由两个互补的通道来保证:

1) 一个两参量(蒸汽发生器水位—负荷图像)控制通道,它在低负荷(小于18%FP)时运行,并使旁路调节阀动作。

2) 一个三参量(蒸汽发生器水位—给水流量—蒸汽流量)控制通道,它在高负荷(18%~100%FP)时运行,并使给水主调节阀动作。在这种情况下旁路调节阀保持全开状态。

(3) 给水隔离阀。

给水主调节阀和旁路调节阀可用电动阀从上游和下游进行隔离。所有隔离阀能在最高压头、流量和压力情况下,在

20s 或更短的时间内关闭。此外隔离阀也做维修隔离之用。

(4) 流量测量装置。

在每根给水管路上,从给水调节站到蒸汽发生器给水进口之间设置一个用于测量流量的文丘里管。文丘里管配有压差变送器(两个宽量程和三个窄量程),这些变送器发出与文丘里管前后压降成正比的信号,其中宽量程通道的输出用于反应堆保护和蒸汽发生器的液位控制,窄量程的输出用于反应堆保护和对未能紧急停堆的预期瞬态(ATWT)的保护。

此外,在文丘里管下游给水管路上装有试验孔板,用于在电站启动期间的性能试验标定和校核与其有关的仪表。

4.2.2.3 系统运行

(1) 正常运行。

在正常工况下,主给水系统投入工作,两个反应堆冷却剂环路都运行。三台主给水泵中的两台并联运行,一台处于自动热备用状态。备用给水泵能在一台或两台运行中的给水泵之一跳闸时迅速切换投入运行。

由主给水控制通道和给水主调节阀来保证主给水流量控制。旁路调节阀全开,所有的给水隔离阀全部开启,主给水泵的转速控制通道在运行,所有保护通道投入工作。

1) 给水泵转速控制

电动给水泵的转速控制系统用于使蒸汽母管与给水管之间的压差保持在预定值上,该值随负荷增加而增加(见图 2.3-20)。输入到转速控制系统的参数有:蒸汽流量(通过两台蒸汽发生器的流量之和);蒸汽母管与给水管之间的压差(实测值)。

以蒸汽流量信号来推导蒸汽与给水管之间的压差 Δp 作为设定值,该设定值随蒸汽流量的增加而增加。

2) 蒸汽发生器水位控制。

每台蒸汽发生器装有一个水位控制器,用于使蒸汽发生器保持一个随负荷变化的预定水位。在(蒸汽)负荷小于 20%FP 时,预定水位从 34% (零负荷时)线性变化到 51.6% (在 20%FP 时);在负荷大于 20%FP 时,程序预定水位是恒定的,并设定为窄量程水位的 51.6% (见图 2.3-21)。

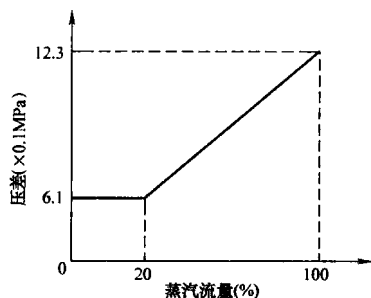


图 2.3-20 蒸汽母管与给水管之间的压差为给水流量关系

3) 给水主调节阀和旁路调节阀的控制。

在 0~100% 功率范围内,给水流量自动控制。

a. 一个是“高流量”通道,即三参量通道(蒸汽发生器水位、蒸汽流量、给水流量),它的应用范围是 18%~100%FP。它控制给水主调节阀,而此时旁路调节阀全开。

一方面,测得的蒸汽发生器窄量程水位与其预定的水位相比较(其差值经一个随给水温度变化的增益所修正);另一方面,给水流量与蒸汽流量相比较(汽/水平衡)。汽/水平衡和每台蒸汽发生器水位通道产生的信号之间的差形成给水主调节阀的动作信号。

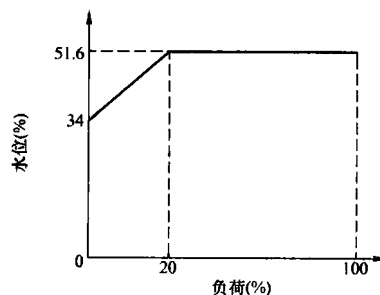


图 2.3-21 蒸汽发生器水位随负荷的变化

b. 另一个是“低流量”通道,它应用于低于 18% 满功率的情况,是一个单一参量的通道(蒸汽发生器水位),它控制旁路调节阀。功率低于 18% 满功率时,主调节阀关闭。

由于测量的不准确性,汽/水流量信号不适宜用于低负荷运行时的控制信号,故由一个蒸汽流量图像来代替(它是由汽轮机调节系统来的窄量程汽轮机进口压力、由汽轮机旁路系统来的由第一组的头两个阀门的开启而生效的蒸汽旁路控制信号与由给水除氧器系统来的由阀门的开启而生效的阀门控制信号之和)。它代表电站的全部负荷。

当发生“紧急停堆和平均温度 T_{avg} 低”信号时,这一整定值由一个低的预定值所代替。

4) 蒸汽发生器水位通道与主给水泵转速通道的接口。

在负荷扰动要求增加蒸汽流量时,为了用较高的给水流量来补偿这个增加,蒸汽发生器水位通道引起给水调节阀增大开度。给水调节阀开度增大导致给水管压力下降,造成实测的水/汽压差 Δp 减小。而另一方面, Δp 预定值随负荷的增加而增大,从而引起给水泵的加速,并引起蒸汽发生器给水流量的增加。水位控制系统通过把阀门调整到所需开度来修正到蒸汽发生器的给水流量。

蒸汽和给水压差 Δp 由给水泵转速通道重新恢复其整定值。

(2) 特殊稳态运行。

手动操作和通道停运。

在必要时(一个控制通道参量失效的情况),根据各台蒸汽发生器的水位、给水流量和蒸汽流量,可利用给水主调节阀和旁路调节阀的手动控制台来手动控制给水主调节阀和旁路调节阀。

当电站停运时也要求切换到手动控制。

(3) 特殊瞬态运行。

1) 主给水通道和旁路给水通道的切换。

在提升功率到 18%FP 或降功率到 18%FP 时,主给水通道和旁路给水通道均可自动或手动切换。

2) 反应堆紧急停堆。

反应堆紧急停堆信号与反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 低信号同时发生时将导致:自动关闭给水主调节阀及其隔离阀;使给水旁路调节阀固定在一个预定值上(约为全部额定流量的 11.5%),即使在有大量余热(的情况下,这个流量也可以使蒸汽发生器的水位在 8min 内得以恢复。

3) 反应堆保护。

当出现下列信号时,关闭给水主调节阀和隔离阀:蒸汽发生器高高水位信号;安注信号; T_{avg} 低信号与反应堆停堆信号同时出现;由控制室发出的手动信号。

当出现下列信号时,关闭给水旁路调节阀和隔离阀:蒸汽发生器高高水位信号;安注信号;由控制室发出的手动

信号。

4) 系统启动。

各仪表通道在系统启动之前投入工作,将蒸汽发生器水位手动调整到其零负荷整定值。给水可以来自:凝结水泵;为运行方便或当给水调节站暂时不使用时,可用辅助给水泵供水。

若采用凝结水泵供水,则用调节给水旁路阀的办法来手动控制给水流量。

如采用辅助给水泵供水,则用调整辅助给水调节阀的办法来手动控制给水流量,直至主给水系统启动及有关的控制通道投入工作。

5) 系统停运。

当电站停运时,主给水系统退出工作,其步骤与系统启动时的步骤恰好相反。

如果给水调节站不能使用,或为了运行方便,可以隔离主给水系统,由辅助给水系统向蒸汽发生器供水,直至余热排出系统投入运行。

4.3 蒸汽发生器排污系统

4.3.1 定义与功能

保持蒸汽发生器二次侧良好的水质是至关重要的。据统计,世界各国核电厂约有50%被迫停运是起源于蒸汽发生器的传热管破裂。蒸发器二次侧的水质会由于凝汽器钛管破裂、蒸汽发生器传热管泄漏、二回路补给水不合格或系统核设备完整性破坏而变差。在管板上表面,传热管和管板的连接部位、流动死区等部位很容易由于水的不断蒸发而导致杂质(主要为盐类)的积聚。杂质会使得这些部位的应力腐蚀加剧,引起一回路向二次侧的泄漏或传热管的破裂,最终导致反应堆停闭,造成放射性污染及经济损失。

为了改善蒸汽发生器的工作条件,延长蒸汽发生器的使用寿命,世界各国都在研究蒸汽发生器的管材和二次侧水处理的新方法。在运行中,严格控制蒸汽发生器二次侧的水质和加大排污量对延长蒸汽发生器寿命有很大的关系。为此,设计了蒸汽发生器排污系统。

4.3.1.1 主要功能

蒸汽发生器排污系统是压水堆核电厂的核辅助系统之一,是电站正常运行工况下保证蒸汽发生器良好热传导率和完整性的重要手段,通过对排污水放射性水平的连续监测及时掌握一回路向二回路的泄漏情况,从而在电离辐射防护和电站安全运行方面起到监督作用。

凝汽器泄漏或一回路向二回路的泄漏会导致二回路水的污染,为将二回路系统的水质保持在电站正常运行的允许值内,蒸汽发生器排污是必要的,蒸汽发生器排污系统的功能就是收集和处理蒸汽发生器的排污水。

其主要功能由下列操作来完成:

- (1) 蒸汽发生器二次侧水以可变流量连续排污。
- (2) 对排污水进行冷却和减压。
- (3) 在再循环至凝汽器或排放之前,对排污水进行连续处理。

蒸汽发生器排污系统还具备辅助功能:

- (1) 排空蒸汽发生器二次侧水。
- (2) 对蒸汽发生器二次侧连续取样。
- (3) 为蒸汽发生器长时期湿保养期间二次侧试剂混和或蒸汽发生器干保养供应氮气。
- (4) 对蒸汽发生器二次侧系统样品和蒸汽发生器排污系统本身的取样水进行再处理。

(5) 冷停堆之后,特别是核蒸汽供应系统升温前,通过排污下泄来调节蒸汽发生器水位。

4.3.1.2 安全功能

蒸汽发生器排污系统的一部分具有安全壳密封屏障的作用(直接与蒸汽发生器二次侧相连接的排污管道直至安全壳贯穿件成为安全壳的一部分)。在LOCA事故及厂外电源故障时该系统不投入运行,但是它可以通过控制二回路系统的放射性和在排污水不能复用时,限制经由废液排放系统排放的废液放射性,从而在电离辐射防护方面对人员起到保护作用。

下面以秦山第二核电厂为例说明核电厂内蒸汽发生器排污系统的设置和运行。

4.3.2 设计准则

凝汽器泄漏或一回路向二回路的泄漏进入二回路系统会损坏蒸汽发生器,蒸汽发生器的排污处理系统能够有效地满足蒸汽发生器水化学的控制要求,系统的水处理设计流量最高能达到46.7t/h(大约为额定蒸汽流量的1.2%)。在泄漏量过大的情况下,机组停止运行。

根据设计规范的要求,蒸汽发生器的排污系统只有从蒸汽发生器到安全壳外隔离阀之间的管道以及隔离阀,属于安全二级设备(抗震1类),其他设备和部件均划分为非核安全级。

4.3.3 系统描述

蒸汽发生器排污系统流程简图见图2.3-22。

4.3.3.1 系统设计

(1) 系统运行工况。

蒸汽发生器排污系统的运行方式与核电厂的运行工况密切相关,即在功率运行、热备用和热停堆、冷停堆、停堆后的功率提升及热态试验时系统都要投入运行。排污频率和排污量见表2.3-10,它是根据各工况下蒸汽发生器二次侧水质的取样分析结果来确定的。

表 2.3-10 各运行工况下总的排污流量

运行条件	热试验	热备用和停堆	功率提升	正常运行
排污频率	连续 (可能定期)	连续 (可能定期)	连续	连续
流量(t/h)	7~25	7~25	46.7	7~46.7

注 每台蒸汽发生器的最大排污流量为23.3t/h。

(2) 被处理流体的特性。

1) 蒸汽发生器排污水的化学和物理特性。

相应于各试验程序的化学处理技术要求基于以下三个方面:使用挥发性碱(氢氧化铵)来控制pH值;使用联氨减少溶解氧的浓度;限制杂质的浓度。

在这些技术要求中,有期望参数和控制参数之别。符合期望参数的值通常是在正常运行条件下得到的,超过这些值也可以不停堆,但控制参数必须在规定的极限范围内,这些极限条件为满功率的运行提供了一个裕量。如因超过规定极限条件而停堆时,在启动前要采取各种措施使其能满足正常功率运行的需要,绝不允许在极限条件下有计划地、定期地或太频繁地运行。为给极限条件下运行的这种概念指定参数值,采用年度阳离子电导率允许值,以 $\mu\text{S}\cdot\text{d}/\text{cm}$ 表示。

该值表示日平均排污水阳离子电导率在一年中的累积。因此,它是天数与日平均阳离子电导率的乘积,此年度阳离子电导率是一个不得超过的限值。它避免了由于蒸汽发生器以接近技术规范中允许的电导率上限作延期运行而产生杂质

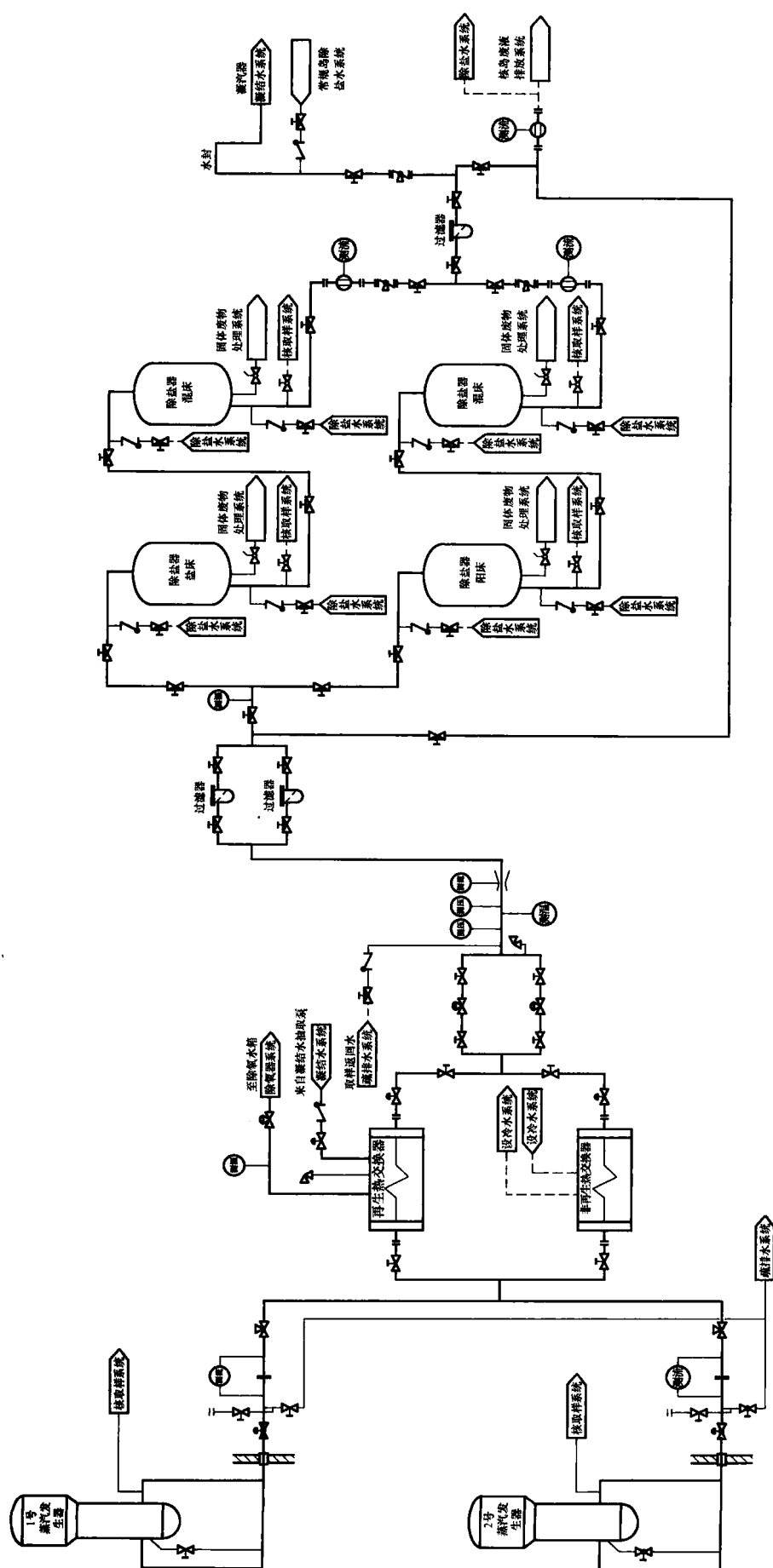


图 2.3-22 蒸汽发生器排污系统流程简图

的累积和聚集。

依照年度阳离子电导率允许值的准则,在任何条件下都不能取代依照图 2.3-23 规定的控制参数限值。

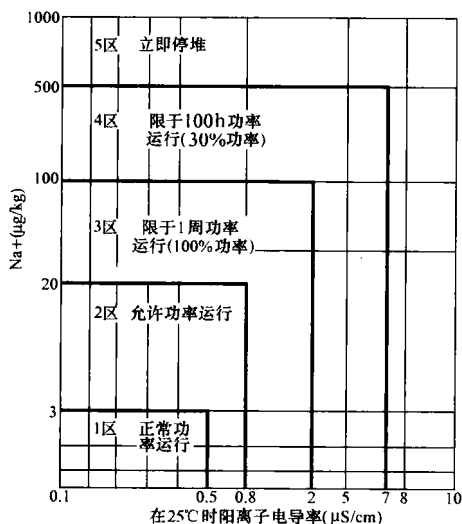


图 2.3-23 正常功率运行时排污水中钠—阳离子电导率关系图 (25℃)

年度阳离子电导率允许值为 $300\mu\text{S}\cdot\text{d}/\text{cm}$,其参考周期定义为以下两者之一:日历年(从 1 月 1 日~12 月 31 日);一个燃料周期(两次换料之间),如果燃料循环超过一年,允许值可按比例增加。

电站运行人员可任选一种参考周期,但不能相互代替。

平均阳离子电导率应每天测定一次,只有机组在 20% 满功率以上、日运行不少于 12h 的日子才能做阳离子电导率值的积分(总运行值)。

日平均阳离子电导率为 24h 中按照固定间隔取得的约 24 次电导率测量值的平均值。

其他运行期间,如功率少于 20% 满功率或功率大于 20% 满功率,但日运行少于 12h 的,这些值都不做累加。

在整个参考周期中检查运行总值是重要的,为了不超过年度电导率允许值而采取必要措施也很重要。

2) 蒸汽发生器水相放射性(见表 2.3-11)。

蒸汽发生器水相放射性按以下假定来计算:一回路向二回路的泄漏量为每台蒸汽发生器 $5\text{kg}/\text{h}$;0.25% 的燃料包壳破损;1% 的碘和 0.25% 的其他同位素被蒸汽带走;一台除盐器的去污因子为 10;正常功率运行时,每台蒸汽发生器的排污量为 $16.6\text{t}/\text{h}$ 。

表 2.3-11 蒸汽发生器水相放射性

放射性元素	设计运行中的放射性 (Bq/kg)
裂变产物(包括碘和铯)	$<3.10\times 10^4$
其中:碘	$<1.03\times 10^4$
铯	$<1.23\times 10^4$

3) 处理后流体的特性。

在正常运行期间应该维持下列水质指标(典型):pH (25℃) 值为 6.0~8.0;阳离子电导率(25℃) ($\mu\text{S}/\text{cm}$) 小于 1.0;Na 小于 0.01ppm; SiO_2 小于 0.2ppm;悬浮固体小于 0.1ppm。

经蒸汽发生器排污系统处理后的水质应与二回路补给水系统的水质一致。

4.3.3.2 系统组成及主要设备

系统设计分为三个阶段:排污水的收集、冷却和减压;

排污水的处理;排污水的排放。

(1) 排污水的收集、冷却和减压。

正常功率运行时,蒸汽发生器二次侧排污水为高温高压的饱和态水。为保持排污水的收集管道内的流质总是处于单相液体状态以及简化系统的工艺,该部分管路的设计应尽可能减少节流以避免排污水的汽化。对每台蒸汽发生器通过两个径向对称的多孔支管在管板上收集排污水。这两根排污管在安全壳内合并为一根可控流量的排污管穿过安全壳,每台蒸汽发生器的排污管线在安全壳外分别设置一台气动隔离阀和一台手动流量调节阀。两根排污管线在安全壳外合并为一根母管。

为了使排污水的温度和压力达到下游除盐树脂正常工作时的相应参数[即 $45\sim 56^\circ\text{C}$ 左右,约 1.4MPa (表压)],排污水应首先通过热交换器进行冷却,然后再由一个减压和流量控制装置进行调节(热交换器运行工况见表 2.3-12)。

表 2.3-12 热交换器运行工况

设备特性	再生热交换器	非再生热交换器
型式	U 形管壳式热交换器	U 形管壳式热交换器
运行工况	电厂正常运行	热备用 热试验 主给水设备维修 再生热交换器连接的设备或部件失效
冷却水来源	凝结水	设备冷却水
热量回收利用	凝结水被加热后排至给水除氧器系统除氧水箱复用,提高二回路热效率	不复用

在功率运行时为回收排污水的热量,系统中设置一台再生热交换器,同时为保证电厂热备用、热试验、主给水设备维修或再生热交换器维修时系统的可用性,根据设计的多重性准则,又并联设置了一台非再生热交换器,当其中一台运行时,另一台被隔离。

具体来讲,再生热交换器在下列情况下不能使用:

- 1) 热态试验和临界前试验时。
- 2) 为了维修给水装置时的热停堆。
- 3) 同再生热交换器相连的设备或部件不能用时。
- 4) 从冷停堆启动或从热态到冷停堆的瞬态工况。

正常运行工况下,凝结水被加热到 149.1°C ,然后送至给水除氧水箱作为蒸汽发生器给水继续使用。每台热交换器能用位于其下游的气动阀与排污系统的其余部分隔离,热交换器冷却水侧也能被隔离。

本阶段涉及的主要设备有:

1) 非再生热交换器。

该热交换器为 U 形管式结构,壳体采用碳钢,排污水在传热管内流动,而设备冷却水在壳侧流动。最大流量为 $25\text{t}/\text{h}$,将最高排污水温度从 291°C 冷却到 56°C 。而设备冷却水进口温度为 35°C ,出口温度为 83.3°C 。

2) 再生热交换器。

其结构与非再生热交换器相同,排污水在传热管内流动,来自凝结水的冷却水在壳侧流动,回收了排污水的热量。凝结水的冷却水入口温度为 49.3°C ,出口温度为 149.1°C ;排污水最大流量为 $46.7\text{t}/\text{h}$ 。

(2) 降压和流量控制。

冷却后的排污水通过一个降压和流量控制站进行压力控制和流量调节。该控制站由两根并联的全容量管线构成,每

根管线上分别装有一个降压流量控制阀。在同一时间只有一条管线运行，另一条处于备用或检修状态。

调节阀控制总排污流量，使其下游压力限制在 1.4MPa (表压) 以下。上游隔离阀分别设有一条旁路管线，当系统处于高压时旁路管线能使上游隔离阀打开，并起到保护隔离阀的作用。

(3) 净化处理。

排污水经冷却和降压后排往净化处理系列。首先由预过滤器 (并联两台) 净化，然后由两条并联安装的离子交换除盐管线中的一条或两条进行净化。净化的目的在于去除蒸汽发生器二次侧水中浓集的腐蚀产物和二次侧泄漏产生的微量放射性核素 (Cs、I¹³¹ 等)，使处理后的水质达到二回路补水指标。

每条离子交换除盐管线依次设置一台阳床除盐器、一台混合床除盐器以及一台手动调节阀。因为处理后的排污水可能被离子交换树脂释放的碎颗粒所污染，所以用树脂捕集过滤器去除除盐器下游的细颗粒。被处理后的流量用流量计进行测量和记录。

蒸汽发生器排污水处理方案见图 2.3-24。

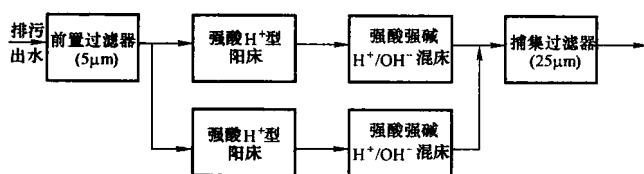


图 2.3-24 蒸汽发生器排污水处理方案

在净化处理系列的出口处，排污水经过用于凝汽器真空保护的水封段后输送到凝汽器补给水室 (凝结水系统)。水封段可以用常规岛除盐水分配系统提供除盐水。

在某些特殊情况下，处理后的排污水可经一根支管排往废液排放系统。

通往核取样系统的支管用于监测净化处理装置的效果，特别是可以测量处理后出水的电导率和放射性水平。

(4) 排污水的排放方式。

排污水在冷却和降压后，经预过滤器净化，然后排至废液排放系统。

蒸汽发生器排污水的排放根据电站的运行工况有以下三种方式：

1) 正常功率运行时，处理后的排污水通过保护凝汽器真空状态的水封送到凝汽器作为二回路补给水的一部分重复利用。

2) 在处理设施失效或凝汽器停运情况下，当排污水只有轻微放射性时，允许排污水不经处理直接排放到废液排放系统。

3) 在反应堆一次侧向二次侧泄漏之后的一台或两台蒸汽发生器排空时，排污水不能回到凝汽器，而且在排往废液排放系统前必须对排污水进行处理。

4.3.3.3 系统的运行

(1) 正常运行。

1) 正常运行状态的定义。

在正常运行状态中，排污是连续的，排污流量可以调节，排污水经处理后再循环到凝汽器。同时，只要凝汽器和至少一台凝结水抽取泵可用，排污水即由再生热交换器冷却 (冷却水来自凝结水)。通常，机组在大于 15% 额定功率运行时就可采用这种运行方式。

2) 正常运行。

为了对蒸汽发生器二回路水进行连续净化和便于控制，排污要连续进行。另外，在二回路内添加化学试剂、氨水用来调节 pH 值，联氨用来降低氧浓度。

排污流量可以在 7~46.7t/h 范围内，正常运行值是 33.4t/h。

排污量的大小取决于凝汽器的内漏和一回路由二回路的泄漏量。调节排污量和化学试剂的添加量可使蒸汽发生器的水质保持在控制参数范围内，特别是在带功率运行期间。

当系统在极限容量 46.7t/h 下运行，并且蒸汽发生器二次侧的水质低于运行限值时 (可能由于凝汽器泄漏或是一次侧向二次侧泄漏)，二回路杂质污染的增加可能导致该机组在适当的限定时间内停运。

蒸汽发生器二次侧水的放射性水平取决于燃料包壳破损率和一次侧向二次侧的泄漏率。由于反应堆冷却剂的放射性水平和每台蒸汽发生器二次侧的放射性水平可以通过取样得到，因此能够确定泄漏的蒸汽发生器，并可估算出泄漏率。发生泄漏的蒸汽发生器的排污流量可以增加至 23.3t/h。当排污系统在最大容量下运行时，蒸汽发生器二次侧水的放射性水平增高将导致电站机组在限定的时间内停运。

排污水由再生热交换器冷却到 56℃，冷却水来自凝汽器凝结水 (49.3℃)，冷却水在该热交换器中被加热到 149.1℃，然后返回到除氧器给水箱。

冷却后的排污水经减压阀减压。在经除盐器处理前，排污水经预过滤器过滤。

(2) 特殊的稳态运行。

1) 非再生热交换器的使用。

下列运行工况使用非再生热交换器：功率运行 (再生热交换器处于维修状态)；热备用；热试验和临界前热试验；从冷停堆启动或从热态到冷停堆的温度过渡期间。在后两种状态下，凝汽器和凝结水泵没有运行。

排污水经非再生热交换器冷却；通过减压阀减压；排污水的流量限制到 25t/h。

2) 排污水的直接排放。

直接排放使用于下列情况：处理设施失效；凝汽器不能使用，且排污水有轻微放射性。

对第一种情况，排污水送至废液处理系统，并对其放射性进行连续监测。对第二种情况，凝汽器失效，但又必须用排污系统时，这些低放射性的排污水输送至废液排放系统。

3) 除盐处理后的排放。

排污水无法送往凝汽器，在排向废液排放系统之前必须对排污水进行去污。这种情况尤其发生在一回路向二回路泄漏之后的一台或两台蒸汽发生器排空时。

(3) 特殊瞬态运行。

1) 蒸汽发生器的排空。

蒸汽发生器排污系统用于对蒸汽发生器进行部分或全部排空，以便进行冷态湿保养或干保养，疏水被引至减压站下游的接管。

在热交换器或减压设备失效时，可以借助一个临时接管排空，这根接管可旁通失效的设备。

2) 蒸汽发生器排污系统样品的收集。

蒸汽发生器排污系统样品通过重力流入核岛疏水与排气系统的集水坑，并通过疏排水的泵再次打回蒸发器排污系统。这样做的目的是尽量减少废液的排放量。本系统取样管线的运行是间断的。

3) 辅助给水系统的启动。

在辅助给水系统启动时，本系统由安全壳隔离阀隔离，

以保持辅助给水水箱的水装量。

4) 安全壳第一阶段隔离。

出现第一阶段隔离信号时,本系统的安全壳隔离阀需关闭。

5) 热交换器出口温度高。

当除盐器入口温度高达 60℃ 时,说明排污水没有得到足够的冷却,这样会导致离子交换树脂的损坏。因此,当温度达到 60℃ 时,热交换器下游的隔离阀自动关闭。随后,减压阀也自动关闭。

6) 减压站下游压力升高。

在过滤器-除盐器处理系列内部被杂质沾污而引起减压站下游压力过高时,要对调节阀进行流量调节,减少排污流量。当控制失效时,要关闭热交换器下游隔离阀使排污中断。

7) 热交换器内冷却水压力太低。

冷却水压力太低会使水汽化,而且当额定压力恢复时,会造成汽室的突然消失。对于再生热交换器,当压力降低达到阀值时,通过关闭再生热交换器下游隔离阀来停止排污,同时关闭凝结水供水隔离阀。

8) 再生热交换器冷却水出口水温高。

热交换器冷却水流量不足会使出口水温升高,这种温度升高由控制室中报警显示,因而必须降低排污水量。若温度继续升高,则要求关闭其出口隔离阀,使排污水自动隔离。

9) 再生热交换器设备冷却水流量不足。

冷却水流量不足可引起壳侧水的汽化,并且当恢复正常流量时,可发生汽室突然消失。为避免这种现象,这时应关闭阀门终止排污。

10) 蒸汽发生器传热管破裂。

当蒸汽发生器传热管破裂时,出故障的蒸汽发生器必须与给水隔离,同时进行最大排污以使蒸汽发生器排空。此时,排污水直接或通过净化处理管线排向废液排放系统。

(4) 排污水系统的启动和正常停运。

1) 启动。

系统初始运行时,在蒸汽发生器升温升压前,本系统通常靠重力充水。如果该系统是空的且蒸汽发生器承压时(例如在维修除盐器之后),则可利用供给除盐器的核岛除盐水分配系统向关闭的安全壳外隔离阀下游充水。

排污水系统启动和再启动如下:

a. 非再生热交换器。为避免热冲击和在非再生热交换器中热水的汽化,在蒸汽发生器排污之前,设备冷却水必须先启动。为避免水锤现象发生,必须将空气从系统中排出,并通过减压阀逐步增加排污量完成这一启动。

b. 再生热交换器。再生热交换器进出口隔离阀关闭之后,通过凝结水供水隔离阀旁路阀使热交换器壳侧增压,再生热交换器进出口隔离阀相继打开,使冷却水进入壳侧。也要通过减压阀逐步增加排污量进行管路的排气,以避免水锤现象的发生。

2) 正常停运。

a. 热备用或热停堆。在这两种工况下,为保持反应堆冷却剂的温度不变,要求蒸汽发生器二次侧水的特性与功率运行状态时基本相同。根据辅助给水系统辅助给水的功能,应尽可能减少排污量来控制蒸汽发生器二次侧水的化学特性。

b. 冷停堆。在冷停堆期间为使蒸汽发生器二次侧水质符合水化学标准,需要加大排污流量,当水温达到 120℃

时,化学试剂才开始注入,排污阀被隔离。在此期间,不能使用再生热交换器,而要使用非再生热交换器投入运行。

(5) 停堆之后的功率提升。

在停堆期间,一些杂质会沉积在蒸汽发生器的管板上,当达到零功率额定温度时,排污系统以最大流量运行。直到蒸汽发生器二次侧水质特性重新建立为止。

(6) 热态试验(堆芯装料之前)。

在热态试验期间,当二回路冷却剂系统的温度接近零功率的温度时,蒸汽发生器水的特性与热备用或热停堆时相同。在此期间,由于溶解固体浓度增高,要求在保持一回路温度的前提下以最大流量进行排污,此时的排污水无放射性,可以不加限制地排放。

5 电厂辅助系统

5.1 设备冷却水系统

5.1.1 功能

5.1.1.1 主要功能

设备冷却水系统的主要功能是:

(1) 冷却各种核岛热交换器。

(2) 经过由安全厂用水系统冷却的热交换器将热负荷传递至最终热阱——海水。

(3) 在核岛热交换器和海水之间形成屏障,防止放射性流体不可控制地释放到海水中,避免每个核岛热交换器由于海水冷却而产生腐蚀、污垢等问题。

5.1.1.2 安全功能

设备冷却水系统的主要安全功能是:

(1) 在正常运行和事故工况下与安全厂用水系统一起,把热量从重要的、与安全有关的房间、系统和设备传递到最终热阱——海水。

(2) 当被冷却的热交换器可能受污染时,防止放射性流体不可控制地释放到海水中。

下面以秦山第二核电厂为例说明设备冷却水系统的设置和运行。

5.1.2 准则

设备冷却水系统是设置在核岛辅助系统设备和海水之间的一个闭合环路。

设备冷却水系统在电站所有运行工况下,当海水最高温度为 31.4℃ 时,提供最高温度为 35℃ 的设备冷却水,但下述情况除外:

(1) 在次临界停堆和进入冷停堆工况下,当海水最高温度为 31.4℃ 时,供给的冷却水温度为 40℃。

(2) 在冷却剂失水事故(LOCA)运行工况下,当海水最高温度为 33.2℃ 时,供给的冷却水温度为 45℃。

各运行工况设备冷却水系统的供水温度总结见表 2.3-13。

表 2.3-13 设备冷却供水温度

运行工况	反应堆启动	正常运行	冷停堆 4~20h	冷停堆 20h 后	失水事故	次临界停堆
海水最高温度(℃)	31.4	31.4	31.4	31.4	33.2	31.4
设备冷却水供水温度(℃)	35	35	40	35	45	40

设备冷却水系统的冷却能力相当于电站在各种工况下需要同时运行的各种设备的总热负荷：

- (1) 反应堆启动。
- (2) 额定功率下电站正常运行。
- (3) 余热排出以达到和维持冷停堆。
- (4) 次临界停堆。
- (5) LOCA 工况。

5.1.2.1 分级

除了安全壳贯穿件双重隔离阀之间的管道部分和阀门的安全等级为 2 级，DEG 冷却器不是安全级的之外，设备冷却水系统其他机械部件的安全等级都是 3 级。

5.1.2.2 对设备故障的防护

- (1) 单一故障准则的应用。

设备冷却水系统是专设安全设施的支持系统，满足单一故障准则。系统由两个完全相同的多重系列组成，在其中一个系列发生故障时，两个系列能被隔开。它们由两列独立电源供电，并由柴油发电机组应急供电。

- (2) 可使用性。

由于设备冷却水泵是长期使用的，其维修不应影响电站的运行，为此，每个系列设两台泵，每台泵都能保证事故工况下所需要的流量。

- (3) 实体隔离。

多重部件是实体分隔的，特别是各个系列的专用设备分别装在不同的房间内。

- (4) 灾害防护。

- 1) 自然灾害。

与专设安全设施有关、与达到并保持冷停堆有关以及与乏燃料水池的冷却有关的设备冷却水系统部分，设计成在安全停堆地震载荷下能保持其功能。

设备冷却水系统的布置考虑了水淹。

- 2) 内部及外部灾害。

设备冷却水系统可对下述内部和外部灾害进行防护：飞射物；管道破裂；飞机坠落；爆炸与火灾。

- (5) 机组的独立性。

两台机组的设备冷却水系统是各自独立的。两台机组共用的废物处理系统及反应堆换料水池和乏燃料贮存水池的冷却系统可由任一机组的设备冷却水系统来冷却，但两台机组的设备冷却水系统始终保持隔开。

- (6) 安全壳隔离

贯穿安全壳的设备冷却水系统管路设计能满足安全壳隔离准则。每个隔离装置包括：

1) 对出水管，共设两个阀门，安全壳内为一个电动阀，安全壳外的另一个可以是电动阀或者是其他类型的阀门。

2) 对进水管，安全壳外为一个电动阀，安全壳内为一个止回阀。

- (7) 系统部分的隔离。

专设安全设施必需的设备冷却水系统部分，设计成能与系统其余部分自动隔离，在事故工况下，使用以柴油发电机组作后备电源的电动阀来实现。两个专设安全设施系列是完全独立的。

系统中非抗震 1 类部分也可根据波动水箱应急水位与系统其余部分自动隔离。

- (8) 设计。

系统的机械部件设计为：

对安全厂用水/设备冷却水热交换器：在停堆后 4h 开始，按照安全厂用水温度历年第七天的最高温度，设备冷却

水系统各个冷却器的进口温度限制在 35℃。

对设备冷却水泵同一个系列上只用一个泵就能保证正常运行来进行设计。

此外，设备冷却水系统的一个系列与对应的安全厂用水系统的一个系列在各带一台泵工作时，仍能在失水事故后以及热阱处于历史上最高温度时排出堆芯余热。

在反应堆厂房内的设备冷却水系统的机械部件设计成在反应堆厂房内蒸汽管道破裂之后能保证其功能（向余热排出系统的热交换器和泵供应冷却水的系统部分），或者保持其完整性（系统其余部分），从而在某一个时间间隔内（时间的长短取决于反应堆冷却剂系统所允许的冷却限制速率），确保余热排出系统能使反应堆达到并保持在冷停堆状态。

5.1.3 系统描述

5.1.3.1 流程

设备冷却水系统流程见图 2.3-25。

设备冷却水系统由两个独立的安全系列和可由任意一个系列供水的公用环路所组成。

- (1) 安全系列。

对专设安全设施和冷停堆必须用的设备冷却水系统部分为 100% 冗余度，因而该部分由两个独立的系列组成，分别由柴油发电机供给应急电源。在事故情况下其中每个系列都能提供 100% 的冷却能力。

每个系列的组成（两个机组相同）如下：

1) 两个容量各为 50% 的设备冷却水/安全厂用水热交换器，由该热交换器把热负荷传递给安全厂用水（海水）。

2) 两台容量各为 100% 的离心泵，该泵将水输送到设备冷却水/安全厂用水热交换器的设备冷却水侧进行冷却。

3) 一个设备冷却水波动箱，设在泵的吸入管段上。波动箱为设备冷却水泵提供吸入压头和为水的膨胀与收缩以及为系统可能的泄漏提供补偿。波动箱的排气接至核辅助厂房通风系统，因为它们可能含有放射性物质。

缓蚀剂从化学加药系统注入设备冷却水中。来自核岛除盐水分系统的除盐水为系统补水。

每个系列冷却的设备有：

1) 安喷系统热交换器。
2) 上充泵房应急通风系统热交换器。
3) 电气厂房冷冻水系统的凝汽器，但是 DEL 系统并不是专设安全设施。

4) 余热排出系统热交换器。

5) 安喷泵、低压安注泵、余热排出泵和设备冷却水泵和、电机。

- (2) 公用环路设备。

在事故工况时无需投运的各冷却器的冷却水配水管网组成公用环路，公用环路可由任何一个冗余设置的设备冷却水系列供水，并可通过电动阀与设备冷却水系统的安全系列隔离。

该环路冷却下述设备：

1) 核岛冷冻水系统的凝汽器。
2) 蒸汽发生器排污系统上的一台热交换器。
3) 反应堆冷却剂泵和稳压器卸压箱。
4) 化学与容积控制系统上的过剩下泄热交换器、非再生热交换器和密封水热交换器。
5) 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的热交换器。

6) 核取样系统的热交换器（对其中某些热交换器，一部分设备冷却水流通过热交换器用来自核岛冷冻水系统的冷

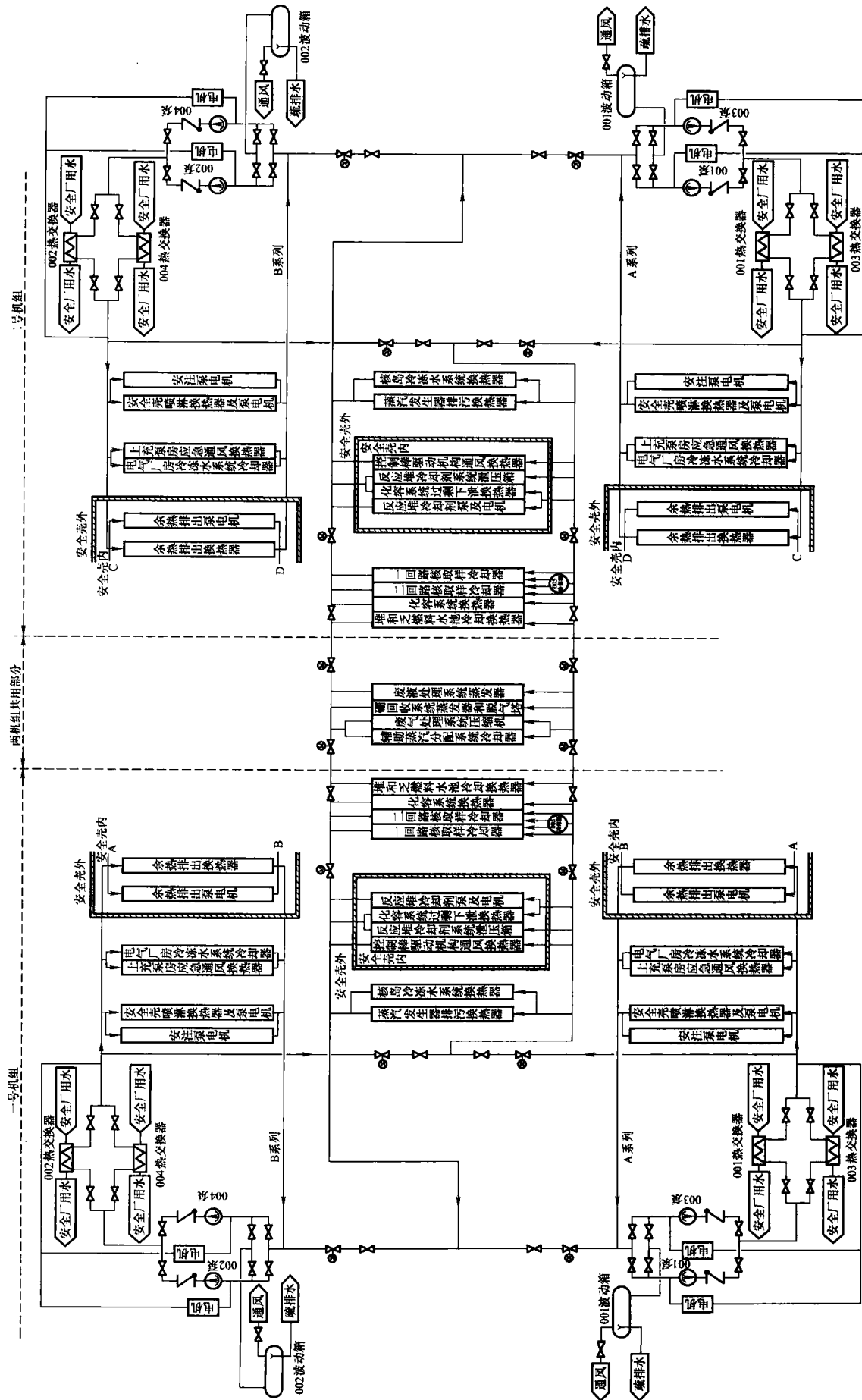


图 2.3-25 设备冷却水系统流程图

冻水冷却至更低的温度)。

7) 控制棒驱动机构通风系统的热交换器。

每个机组都有上述设备。

公用环路还向两个机组之间共用的设备提供冷却水, 包括:

- 1) 硼回收系统的蒸发器和脱气塔。
- 2) 废液处理系统的蒸发器。
- 3) 废气处理系统的压缩机冷却器。
- 4) 用于辅助蒸汽分配系统凝结水的热交换器。

上述设备可通过另一个机组的设备冷却水系统冷却。

当给公用热交换器供水的母管发生设备冷却水的断流事故时, 反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的热交换器可改由另一个机组的设备冷却水应急供水。通过操作手动阀可将反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的热交换器从该机组的设备冷却水系统上隔离, 然后由另一个机组通过两个机组共用的母管提供冷却水。

5.1.3.2 设备描述

(1) 设备容量。

1) 设备冷却水/安全厂用水热交换器。

设备冷却水/安全厂用水热交换器的设计考虑了次临界停堆工况, 即在余热排出系统投入时, 一个设备冷却水系列丧失, 只有一个设备冷却水系列运行。通过热负荷和水量计算, 确定启动工况为热交换器的设计工况。热交换器的设计同时能满足其他工况的要求。每个设备冷却水系列有两台板式热交换器, 每台热交换器的容量为 50%。

设备冷却水/核岛冷冻水热交换器的设计要满足核取样系统的要求, 即向核取样系统热交换器提供低温冷却水, 低温设备冷却水由核岛冷冻水冷却得到, 冷却后的设备冷却水温度低于 30℃。

2) 设备冷却水泵。

设备冷却水泵的额定流量由正常运行工况确定; 总扬程根据最大负荷的支路来确定。

3) 设备冷却水系统的冷却能力与废物处理系统有关, 能满足硼回收系统两台蒸发器连续运行的要求。

(2) 设备说明。

1) 设备冷却水/安全厂用水热交换器。

设备冷却水系统通过热交换器将热负荷传递到最终热阱。每个系列有两台并联布置的板式热交换器, 每台热交换器的容量为 50%。

单台设备冷却水/安全厂用水热交换器的传热面积为 923.9m², 由 507 片板片组成, 单板面积为 1.8m², 板片材料为钛, 厚度为 0.7mm, 流道形式为单边流, 板片流道入口处的流体扩散区为巧克力形状, 可以使各个流道的流量分布基本均匀, 不易发生淤堵。

为防止电站运行时板式热交换器海水侧泥沙淤积, 在海水侧增加反冲洗管道。反冲洗装置由设置在设备冷却水板式热交换器进出口管道上的一组交叉管道和管道上的阀门组成, 其目的是使流体在板式热交换器内反方向运行一段时间, 使积聚在板式热交换器内的泥沙被冲洗出去。此外, 在板式热交换器冷却水侧和海水侧的上游和下游分别设有压力表、流量计及温度表, 实时监测这些参数的变化, 以了解板式热交换器的运行情况, 并判断是否发生泥沙淤积。

2) 设备冷却水泵。

设备冷却水泵的主要功能是为设备冷却水系统提供必要的流量和扬程。每个设备冷却水系列有两台并联布置的容量为 100% 的设备冷却水泵, 设备型式为单级单吸卧式离心泵。

心泵。

3) 设备冷却水波动箱。

设备冷却水波动箱位于设备冷却水泵吸入口上游, 每个系列设置一台, 布置在整个设备冷却水系统的最高处。波动箱的主要功能是为设备冷却水泵提供必要的净正吸入压头和为整个设备冷却水系统提供容积补偿。

(3) 设备特性。

1) 设备冷却水/安全厂用水热交换器的设备特性见表 2.3-14。

表 2.3-14. 设备冷却水/安全厂用水热交换器的设备特性

总 要 求		
	设备冷却水侧	安全厂用水侧
RCC-P 安全等级	3	3
RCC-M 等级	3	3
抗震类别	1F	1F
质量保证等级	Q2	Q2
清洁度等级	B	B
在役检查	是	是
传 热 设 计 条 件		
流体类型	除盐水	海水
流量 (m ³ /h)	1500	1800
入口温度 (℃)	47.2	31.4
出口温度 (℃)	35	40.7
入口压力 [MPa(表压)]	0.78	0.41
压降 (kPa)	65.7	117.1
污垢系数 (m ² ℃/W)	1×10 ⁻⁵	4×10 ⁻⁵
热负荷 (kW)	19 130	

2) 设备冷却水泵的设备特性见表 2.3-15。

表 2.3-15 设备冷却水泵的设备特性

总 要 求	
RCC-P 安全等级	3
RCC-M 等级	3
抗震类别	1A
QA 级	Q1
清洁度	B
运 行 条 件	
液体种类	除盐水
密度 (kg/m ³)	995 (35℃)
最小吸入口压力 [MPa(表压)]	0.09
最大吸入口压力 [MPa(表压)]	0.12
最低工作温度 (℃)	4.3
最高工作温度 (℃)	70
额定流量 (m ³ /h)	2500
总扬程 (m)	63
NPSH(有效) (m)	10.6

3)设备冷却水波动箱的设备特性见表 2.3-16。

表 2.3-16 设备冷却水波动箱的设备特性

总 要 求	
RCC-P 安全等级	3
RCC-M 等级	3
抗震类别	1F
QA 级	Q2
清洁度	B
运行条件	
液体种类	除盐水
密度 (kg/m ³)	995 (35℃)
最大工作口压力 [MPa(表压)]	大气压
最高工作温度 (℃)	55
有效容积 (m ³)	8.5
总容积 (m ³)	10

(4) 系统运行。

1) 正常运行。

正常运行期间,所有的冷却器由设备冷却水的一个系列供水,另一个系列停运。在公用环路上的冷却器由投运的系列供水。

当一个系列的一台泵运行时,另一个系列的两台泵都处于停运状态。此时停运系列上的一台泵可以隔离维修。

在下述情况时可启动第二台泵:

a. 在设备冷却水/安全厂用水热交换器下游测出设备冷却水温度高时。

b. 当硼回收系统或废液处理系统的所有设备同时运行时(正常功率运行所考虑的流量和热负荷是对应于硼回收系统的两台脱气塔、两台蒸发器和废液处理系统的蒸发器同时使用的情況)。

2) 与机组启动或停堆有关的运行模式。

a. 机组启动。需要一个系列配两台泵运行。如果一些热交换器是接在两个机组共用的母管上由另一个机组冷却的,则开一台泵就够了。

b. 停堆后 4~20h 之间的机组冷停堆。一个系列配一台泵运行供余热排出系统热交换器中的一台用水。另一个系列投运二台泵供另一台余热排出热交换器和公用环路上的所有设备冷却用水。

c. 停堆以后超过 20h 的机组冷停堆。保持以上运行模式(一个系列的两台泵和另一个系列的一台泵投入运行),过了约 48h 后,一个系列投运就足够了,另一个系列可停运。由计划要停运的设备冷却水系列冷却的余热排出泵则必须停转。如果操纵员把该台余热排出泵手动切换至正在运行的设备冷却水系列,则仍可保持该泵继续运行。

d. 停堆后 4~20h 的机组冷停堆,同时仅一个设备冷却水系列可用(次临界停堆)。仅有一个设备冷却水系列可用,其两台泵给带出反应堆冷却剂系统满功率的一台余热排出热交换器供水,并向各公共用户供水。

3) 与安全壳隔离、安喷和安全注入有关的运行模式。

a. 安全壳隔离。

A 阶段安全壳隔离信号驱动下述安全壳隔离阀关闭稳压器卸压箱和过剩下泄热交换器的阀门。

B 阶段安全壳隔离信号驱动关闭所有其余的安全壳隔离阀:余热排出热交换器供水管线上的阀门;反应堆冷却剂泵的隔离阀;控制棒驱动机构通风系统热交换器隔离阀。

b. 安喷。

安喷信号触发:安喷热交换器气动隔离阀(设备冷却水侧)的开启;关闭连接 A 系列和 B 系列管线上的设备冷却水隔离阀,仅向设备冷却水安全相关系列供水;启动停运系列上的一台备用泵;投运系列上的一台或两台泵继续运行。

通过开启、关闭相关阀门,任何未被供水的反应堆换料水池和乏燃料水池冷却及处理系统的冷却器即可由另一机组供水。

c. 安全注入。

根据安注信号:启动停运系列上的一台备用泵;正在运行系列上的泵保持运转。

4) 从一个系列向另一个系列的切换。

由正在运行的系列向备用系列切换可在控制室进行,从控制室通过手动切换启动备用系列上的泵,并停止正在运行系列上的泵。一旦通过泵出口段的低压发出运行系列出现故障信号时,切换操作就自动进行。

在自动切换情况下,泵的启动和切换阀的开启同时进行,并由操纵员关闭失效系列的隔离阀。

在手动切换操作期间,为避免大量丧失设备冷却水流量,在停运失效系列前先启动第二个系列(打开切换阀门,并启动泵)。

对于蒸汽发生器排污系统热交换器,设备冷却水中断会造成有害后果,使设备冷却水沸腾。因此,当蒸汽发生器排污系统热交换器的设备冷却水出现低流量信号时,将自动切断热交换器另一侧的排污水流。

关于冷却设备冷却水的安全厂用水系统,可以手动切换至安全厂用水系统的备用系列。在发生以下情况时安全厂用水系统系列的切换操作自动进行:一个安全厂用水系列失去;一个设备冷却水系列失去;设备冷却水系统手动切换。

在各种情况下,手动停运安全厂用水系列只能在相应的设备冷却水系列停运以后才能进行。

5) 故障期间的运行。

a. 泵故障。

要投运的泵启动失败或运行着的泵意外停泵造成泵出口段发出“低压”信号,这时该系列的另一台泵就自动接替。

第二台泵的启动失效导致系列的自动切换。

在优先投运的设备冷却水泵失效时,切换至同一系列的第二台泵。从第一台泵丧失一开始至第二台泵投运,并恢复到额定流量,这期间需要 10s。

在运行的设备冷却水系列的供电母线丧失时,从失去电源开始的 24s 以后第二个设备冷却水系列达到额定流量运行。

在失去厂外电源时,柴油发电机不超过 13s 投入运行,重新带载程序开始后 15s 使系列恢复达到额定流量。

安全厂用水系列的丧失促使设备冷却水系列自动切换,随后促使相应的安全厂用水系列自动启动。

所有的自动切换和自动切换装置的失效(泵失效、系列间阀门动作不正确)都在控制室内由相应的不一致性灯报警显示出来。

b. 系统发生泄漏事件时公用环路隔离阀的使用。

公用环路隔离阀是在控制室内远距离操作的。

在出现大的泄漏需要检修,并且泄漏位于这些阀门与另一个机组的设备冷却水管线之间的管段时,关闭这些阀门能

维持设备冷却水管路的其余部分运行。

按这种运行方式,设备冷却水系统继续冷却过剩下泄热交换器和反应堆冷却剂泵,这比通过关闭系列间隔离阀把所有公用环路都隔离开的方式更容易达到冷停堆。

c. 波动箱内出现“事故水位”报警。

“事故水位”报警表明系统中发生了大的泄漏事件。

该信号隔离为核岛冷冻水系统供水的管线。发生地震时进行这种自动隔离是因为该管线是按非抗震级设计的。

同时“事故水位”信号闭锁了所有自动切换的指令,以避免第二个安全系列水流的排空。如果“事故水位”发生在向公用热交换器供水的系列上,也将相应的系列间连管上的阀门闭锁在关闭的位置,然后操纵员就可关掉故障系列上的泵。

d. 在与余热排出系统的组合运行中,设备冷却水系统一个系列丧失。

仍然有效的设备冷却水系列的两台泵运行,冷却余热排出热交换器和公用环路上的冷却器。

如果该系列的两台泵中有一台不能使用,仍可以实现并保持冷停堆。

但是公用环路的一些设备(废物处理系统)必须连到另一机组或者要进行隔离(蒸发器排污系统)。

供余热排出热交换器和公用设备的设备冷却水系列上的一台泵发生故障时将发出报警信号。

一个系列丧失将导致反应堆冷却剂系统温度达到 60℃ 所需时间的延长。这个时间的长短还取决于冷源的温度。

e. 在与余热排出系统的组合运行中,设备冷却水的一个系列丧失,同时除盐水系统不能补给水。

如果公用环路设备冷却水的系列电源丧失,将导致系列切换,并启动另一系列的一台泵,从而导致波动箱水位降低。此时,由于除盐水不能使用,无法由除盐水补给水补偿上述波动箱水位的降低。

此时一旦确定进行系列切换,则必须进行以下操作:确认隔离将要运行系列上的安喷热交换器;确认隔离将要停运系列上的余热排出热交换器;就地快速关闭系列之间的隔离阀;开通将要运行系列上的余热排出热交换器的供水;恢复除盐水补给水。

f. 由同一设备冷却水系列冷却两台余热排出泵。

在正常运行工况下,两个系列余热排出泵之间的阀门都是关闭的。如果一个设备冷却水系列不能使用,为了达到并保持冷停堆,可由另一设备冷却水系列冷却两台余热排出泵,只需手动打开这些阀门,然后关闭系列间的阀门把两个系列隔开。

6) 除盐水的补给及波动箱的功能。

波动箱水位下降可能是由于下述原因引起的:

a. 由于热容量减少引起的设备冷却水水体收缩(一个机组连同两个机组间共用设备一起的设备冷却水容积约为 300m³)。

b. 某些热交换器由于检查和维修而放水。

c. 设备冷却水系统回路上设备部件的泄漏(可由波动箱“低水位”报警的频率探测出来)。

一个波动箱发生“低水位”信号时,应打开相应系列上的除盐水补给阀门,除盐水在设备冷却水泵入口端注入,当此波动箱出现“高水位”信号时,除盐水停止注入。除盐水量额定补水流量为 20m³/h。

如果波动箱水位升高(设备冷却水水体膨胀除盐水补给阀门误操作),波动箱中多余的水将溢流到核岛疏水排气

系统。

两个波动箱也装有“异常水位”和“事故水位”报警。“异常水位”报警分为“高高”、“低”和“低低”水位报警。系列 A 和系列 B 的波动箱在稍低于溢流水位的位置上相互连接。这样,如果两个系列之间的阀门关闭不严或当两条系列相互连接(从一个系列切换到另一个系列)时,可以避免由于水从运行系列注入停运系列或停运系列的溢流而引起设备冷却水的过分丧失。

波动箱放气管接核辅助厂房通风系统。

波动箱水位如下:

a. 高高水位:与两个波动箱之间的连接标高相吻合。

b. 高水位:这个水位下停止除盐水补给。

c. 低水位:这个水位下除盐水补给。

d. 低低水位:非正常液位报警。

e. 事故水位:隔离核岛冷冻水凝汽器。

低水位与高水位之间的容积差为 2.3m³。该容积包括平均温差为 30℃ 时设备冷却水水体的最大膨胀。

5.2 安全厂用水系统

安全厂用水系统的典型流程如图 2.3-26 所示。

5.2.1 功能

安全厂用水系统的功能是把由设备冷却水系统收集的热负荷输送到最终热阱——水体或大气。该项功能一般由两条与安全有关的冗余系列来完成,它们用水体或大气直接或间接冷却设备冷却水系统的热交换器。

安全厂用水系统还保证限制热交换器内有机物污垢的生成(投加 NaClO 溶液或其他药液和设置贝类捕集器过滤等)。

5.2.2 安全功能

安全厂用水系统具有安全功能,因为这是冷却系统的一部分,用于在正常运行和事故工况下能把从安全相关建筑(构筑物、系统和部件)来的热量输送到最终热阱。

设备冷却水系统从各种系统或通过各系统收集这些建筑(构筑物、系统和部件)的热负荷,这里各种系统包括:

(1) 专设安全设施系统及其支持系统,如安喷系统、上充泵房应急通风系统等。

(2) 其他系统,如余热导出系统、反应堆堆腔和乏燃料水池冷却系统等。

5.2.3 设计准则

对安全厂用水泵容量和数量的选择可以采用不同的方式,但要与设备冷却水系统统一考虑,如对应一个机组使用 4 台 100% 容量的泵、8 台 50% 容量的泵、2 系列、3 系列和 4 系列等。前提条件是要满足安全和设备冷却水系统对冷却剂的需要。

安全厂用水系统的每个系列为:

(1) 直流或循环式回路。

(2) 与安全有关的系统。

每个回路的设计要保证可将热交换器的热量带走。

安全厂用水系统与设备冷却水系统之间的物理接触仅发生在热交换器。

5.2.3.1 直流式水回路的设计

取水水位在设计低水位与设计高水位之间波动。

设计高水位和设计低水位按照 HAD101/08《滨河核电厂厂址设计基准洪水的确定》或 HAD101/09《滨海核电厂厂址设计基准洪水的确定》的要求根据分析计算确定。

回路的进水由泵房内的过滤设备之后开始(有些情况下

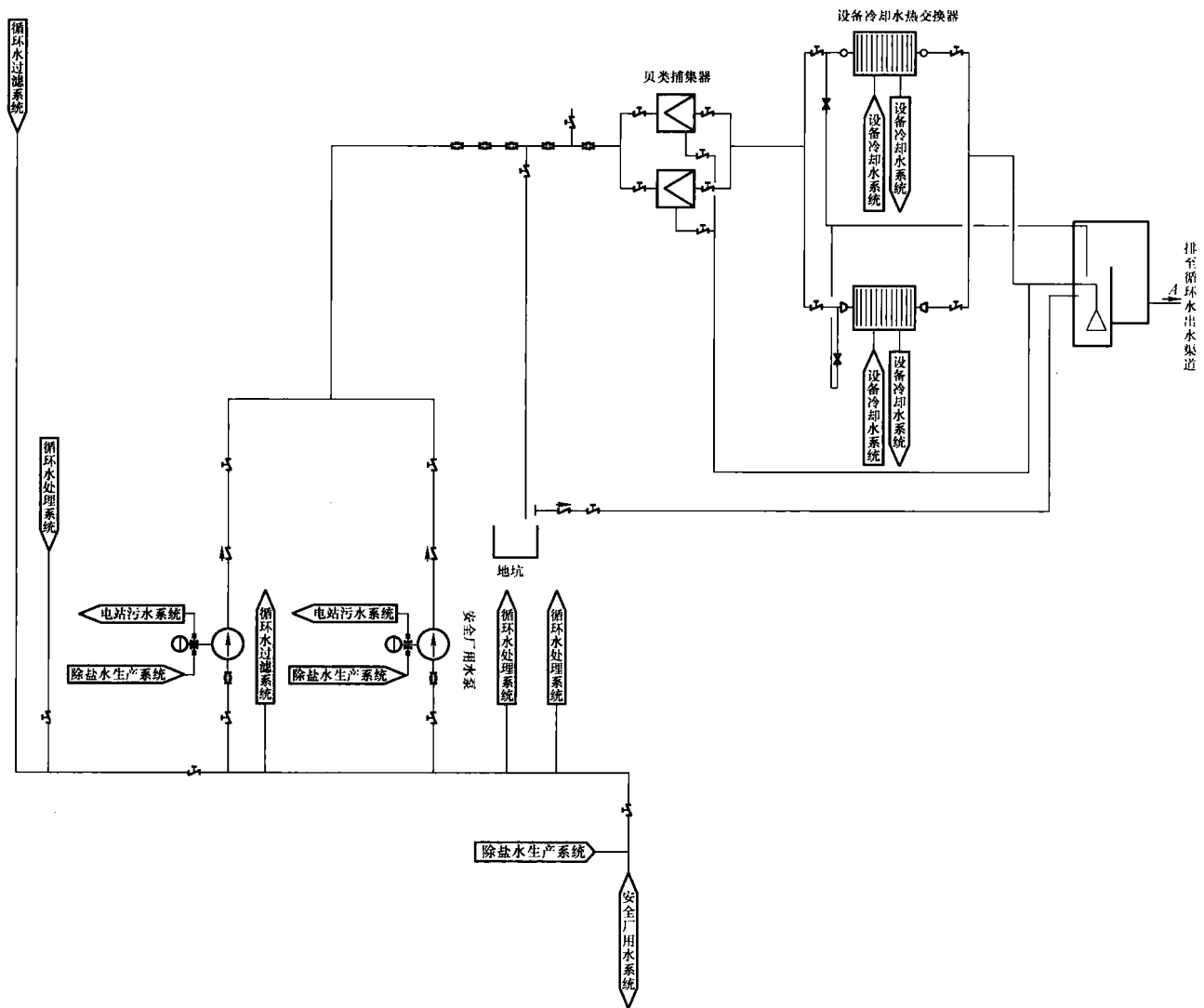


图 2.3-26 安全厂用水系统典型流程图

从取水开始)；排水则是通过核辅助厂房的安全厂用水溢流井排出。

在安全厂用水泵之后的出水管和热交换器之前加设贝类捕集器，防止贝类、水母等有机物的滋生对热交换器的危害。

在需要考虑泥沙淤积威胁的厂址上，要求尽量使系统所有管路的过水流速大于不淤流速，使泥沙在整个系统中不沉积，最终排入水体。在初步确定泵房布置的基础上，委托有关科研单位进行数模和物模或其中一项试验（根据具体情况），以寻求合理的解决泥沙淤积危害的方案。

5.2.3.2 循环式水回路的设计

采用机械冷却塔对经过热交换的水进行冷却。

冷却塔的补水系统和冷却系统均具有安全功能。也可以采用正常补水系统和应急补水系统满足功能要求。正常补水需经过处理。

不论是采用直流式水回路还是循环式水回路，均应严格按照 HAD102/09《核电厂最终热阱及其直接有关的输热系统》中对于水源的要求进行设计，以确保随时可用的水源最小可接受容量为 30d。

5.2.3.3 安全系统的设计

以下以两个系列的直流式海水回路为例进行描述。

系统分成 A 系列和 B 系列：满足冗余度要求、实体隔

离要求以及应急供电要求（从相应的应急柴油发电机组供电）等。

对外部灾害，如极限安全地震动（SL-2），水淹，设计低水位，水母、贝类等有机物以及泥沙沉积等设防。

对如火灾和泄漏之类的内部灾害等设防。

提供按照运行技术规格书要求进行的试验和在役检查所需的设施。

检修：在一个系列的检修时间超过 24h 的情况下，堆应处于双相中间停堆工况。

分级：安全 3 级。

通行：出入监测，加强保护区。

使用专门的工程规范，如 RCC-M、RCC-P 等。

5.2.4 运行

(1) 安全厂用水系统由主控制室进行控制。

除在主控制室可控制安全厂用水泵外，安全厂用水泵可以从应急停堆屏进行操作。就地不设手动控制按钮。

(2) 在机组正常运行工况下，一个系列以一台泵执行其功能，另一个系列处于备用状态。

安全厂用水系统和设备冷却水系统的系列是对应运行的，其中一个系统中系列的切换会导致另一个系统相应系列的切换。

当一台安全厂用水泵故障时，会自动切换至同系列的另

一台泵。

(3) 系统的阀门尽量采用手动操作。

(4) 所有泵的应急电源都由应急柴油发电机供电。当失去厂内电源时, 每台安全厂用水泵由相应系列的应急柴油发电机组应急供电。

(5) 泵的维修。

每个系列有两台 100% 容量的安全厂用水泵, 它可以在系列或机组不停运的情况下进行维修。

(6) 运行工况。

在正常配置情况下, 安全厂用水系统的运行工况如表 2.3-17 所示。

表 2.3-17 安全厂用水系统运行工况 (正常配置)

堆运行方式	运行泵 A 系列	运行泵 B 系列
堆启动工况	2	0
正常运行工况	1	0
冷停堆工况 第 1 系列 第 2 系列	2	1
LOCA 事故 (失水事故)	1	0
次临界停堆	2	0

5.2.5 材料选择

热交换器用钛材制作。

安全厂用水泵材料选择应考虑防腐及可能的泥沙磨蚀。

泵站内安全厂用水泵吸水口至安全厂用水溢流井之间的管道采用钢管或钢套筒混凝土管。钢管需考虑防腐。

安全厂用水系统从溢流井至排出口用钢筋混凝土管或其他非金属管 (无安全级要求)。

5.2.6 回路说明

5.2.6.1 总体说明

每一个机组均有属于自己的安全厂用水系统。每个安全厂用水系统均有两个独立的, 且实体隔离的回路, 构成 A、B 系列。每个系列中有两台 100% 容量的安全厂用水泵。安全厂用水系统的起点位于海水泵房过滤设备后, 在经过安全厂用水泵的提升后, 海水经过贝类捕集器进入热交换器。

每条回路的安全厂用水管排水先排入溢流井, 然后排出。

5.2.6.2 回路设计

回路在设计中考虑在低低水位和高高水位之间能正常运行, 保证对热交换器的冷却。

在安全厂用水泵出水管以后的所有设备要求能承受由于瞬态而引起的超压。在热交换器出口到溢流井间要考虑瞬态引起的真空。

安全厂用水系统必须设计成在极限安全地震动 (SL-2) 时和之后保持完全的运行性和完整性; 在运行安全地震动 (SL-1) 时, 保持完全的运行性。

5.2.6.3 运行说明

安全厂用水系统是连续运行的, 其中制约于其他系统运行状态的仅为安全厂用水泵, 其运行数量取决于设备冷却水回路中排出的热功率总量, 泵的流量还根据热交换器的污垢系数而变化。

贝类捕集器的运行与同系列的安全厂用水泵的运行相关。只要本系列的安全厂用水泵动作, 两台贝类捕集器即同

时投入。其反冲洗排水阀按压差控制或由时间继电器控制开启, 在正常运行工况下, 由时间继电器控制, 并由定时回路控制两个反冲洗排水阀错开启动。

回路需进行瞬态水力计算, 根据计算结果, 确定所采取的防水锤措施。

回路设计能承受最大瞬态现象 (超压), 这种瞬态可能发生在正常或事故运行工况下, 包括泵的启动和停运。

在安全厂用水泵前的各处流道已正常充水后, 再开启安全厂用水泵前后的阀门使回路充水 (此时, 整个回路应当处于畅通状态)。

在启动过程中, 放气阀和疏水阀关闭, 管道中剩余的空气在泵启动后由回路的水带走。

泵由手动启动和停运。

当失去厂外电源时, 安全厂用水泵均由应急柴油机供电, 同时安全厂用水泵室内的潜污泵也由应急柴油机供电。

贝类捕集器的反洗根据压差计时或时间间隔控制反冲洗排水阀的开启。

在正常运行时, 当贝类捕集器发生高压差报警时, 操作员可按冲洗程序从控制室进行几次反洗。

全部失去热阱警报的目的是在安全厂用水回路发生最重大的运行事件时, 向操作员提供快速诊断。

根据此信息, 操作员判断是否采取应急程序。

失去最终热阱可能由下列原因造成:

(1) 泵房内的过滤装置被堵塞 (由热交换器前后的低压差探测器来控制)。

(2) 热交换器被堵塞 (热交换器前后的高压差探测器来检测)。

为了这个目的, 每个系列的热交换器装有模拟式传感器, 以保证这种监测, 并通过集中数据处理系统提供信息 (热交换器中的高压损失)。

在全部失去热阱警报发出以及操作员按照运行规程执行了规定的行动后, 安全厂用水泵被停运。

5.3 通风系统

核电站的采暖、通风、空调 (HVAC) 系统的主要由核岛 HVAC 系统、常规岛 HVAC 系统及核电厂配套设施 HVAC 系统组成。限于篇幅本节主要介绍核岛 HVAC 系统。

核岛 HVAC 系统对于核电站正常运行和环境保护起着重要的作用, 是反应堆重要的辅助屏障系统, 也是核电站的纵深防御措施之一。

5.3.1 基本功能

核岛 HVAC 系统的主要功能如下:

(1) 提供适宜的温度环境和空气品质。

(2) 保证人员舒适、健康、安全和设备的有效运转及完整性。

(3) 控制辐射污染物释放到大气的浓度。

(4) 控制火灾的传播。

5.3.2 主要特点

核岛 HVAC 系统的特点, 可简单地概括为以下几点:

(1) 在污染区, 正常的气流流向在排出前应按照从潜在的低污染区流向逐渐增高的潜在污染区。

(2) 对于一般的排风系统来讲, 应避免排风和新风入口短路。

(3) 从潜在放射区域的排风不能被循环再用。

(4) 非污染的空气从屋顶或墙上的排风口排出。

(5) 所有从潜在低污染区的排风在通过核辅助厂房的烟囱排到环境前都应该被监控。

5.3.3 HVAC 系统中的各种设备

HVAC 系统的主要设备包括三大类：空气过滤设备、空气处理设备、空气输送设备。

(1) 送风预过滤器。

送风预过滤器用来阻止送风中的粉尘。这些过滤器的重力法效率至少为 95%。

(2) 排风预过滤器。

排风预过滤器用在 HEPA 过滤器的上游，通过捕集气流中的大的粒子以延长 HEPA 过滤器的使用寿命，这些过滤器的重力法效率至少为 85%。

(3) 高效过滤器。

高效过滤器能捕集气流中细小的粒子，这些过滤器的效率至少为 95%。

(4) HEPA 过滤器（绝对过滤器）。

HEPA 过滤器捕集气流中更细小的粒子，这些过滤器的效率因子至少为 3000。

(5) 碘吸附器（碘过滤器）。

碘吸附器用在各种各样的 HVAC 系统中吸收气流中的放射性碘，这些过滤器的效率对分子碘来讲至少为 1000。在火灾的情况下，碘吸附器用两个防火阀隔离。

(6) 碘吸附器加热器。

碘吸附器加热器用在碘吸附器的上游，它限制进入碘吸附器的空气湿度最大为 40%。

(7) 冷却盘管。

冷却盘管用在 HVAC 系统环路中，冷却盘管使用有肋片的管子制造。凝结水被收集在集水盘中排走，冷却盘管通过相应的冷冻水系统供应的冷冻水来冷却其通过的空气。

(8) 加热器。

电加热器或加热盘管被用在 HVAC 系统环路中，加热盘管通过热水系统来加热。

(9) 加湿器。

加湿器安装在要求有增加空气湿度条件的地方。

(10) 送/循环/排风机。

HVAC 系统的送/循环/排风机主要用来克服管网、过滤器、盘管等的阻力。风机既有离心的，也有轴流的，风机

规定的风量和压头由电动机来保证。

5.3.4 系统描述

现以秦山地区某核电厂为例进行系统描述。此核电厂核岛共计有 18 个主要的采暖、通风、空调（HVAC）系统，每个系统基本上由进/排风口、送/排风机、空气处理设备、风管（镀锌钢板、不锈钢板）、阀门、管道支架、室内送/排风口等构成。

核岛通风空调系统的划分是根据厂房的布置、系统的功能及作用等来划分的。例如从通风系统的功能来分，可从下面几个方面来归类：专设安全通风系统、重要的通风系统（限制核电站向外污染的通风系统）、可居留性厂房的空调通风系统、确保室内环境条件的通风系统。

核岛 HVAC 系统都有其各自独到的特点。下面将各主要系统的功能、系统组成、主要设备参数分述如下：

5.3.4.1 主控室空调通风系统

主控室空调通风系统以新风加回风的混合方式运行。在现场污染情况下，新风经过滤处理再送至各房间。

(1) 系统功能。

1) 保持房间内的温度和湿度在所规定的限值内，以满足设备运行和人员长期停留的要求。

2) 保证最小的新风量。

3) 维持室内压力略高于出入口房间的压力。

4) 在事故情况下，使新风净化或者使空气全部再循环。

(2) 安全功能。

控制室通风系统不执行与核安全直接有关的功能。但是，在厂区污染情况下本系统必须保证操作人员的安全卫生条件。

本系统也必须保持核安全相关的设备处于温度和湿度的允许限值内。

(3) 系统组成。

新风和回风通过两套 100% 冗余的空调机组进行空气的进一步冷却或加热后送到主送风管道。在主送风管道上装有一个电加热器，风管末端配有恒温再热器用以保证舒适条件。

(4) 主要设备技术参数。

主控室空调通风系统主要设备技术参数见表 2.3-18。

表 2.3-18 主控室空调通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主 要 参 数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	高效粒子空气过滤器	2	过滤效率因子大于 3000，风量为 900m ³ /h，最大阻力为 500Pa，最高温度为 44℃	镀锌钢	LS	NA	Q2	1F
2	预过滤器	30	过滤效率为 85%，最大阻力为 150Pa，最高温度为 44℃	不锈钢	LS	NA	Q2	1F
3	碘吸附器	4	吸附效率（分子碘）大于 5000，风量为 900m ³ /h，最大阻力为 300Pa，最高温度为 44℃	不锈钢	LS	NA	Q2	1F
4	组合式空调机组	1	处理风量为 44 929m ³ /h，制冷量为 280kW，一、二级电加热量为 68kW、32kW，加湿量为 30kg/h	碳钢	LS	NA	Q2	1F
5	组合式空调机组	1	处理风量为 44 929m ³ /h，制冷量为 280kW，一、二级电加热量为 61kW、39kW，加湿量为 30kg/h	碳钢	LS	NA	Q2	1F
6	组合式空调机组	2	处理风量为 37 617m ³ /h，制冷量为 196kW，一、二级电加热量为 38kW、22kW，加湿量为 24kg/h	碳钢	LS	NA	Q2	1F
7	风机	1	风量为 3325m ³ /h，静压为 400Pa，电机转速为 2810r/min，额定功率为 1.1kW，电压为 380V	碳钢	NC1E	NA	QNCa	No

5.3.4.2 电气厂房主通风系统

(1) 系统功能。

电气厂房主通风系统由三个独立的分系统组成,用于提供下列场所的通风:低压和中压配电盘室及继电器室;出入口通道区和冷区;压缩机房。

1) 低压和中压配电盘室及继电器室通风分系统。

本分系统用于执行下列功能:为运行的设备保持其室内温度在规定的限值以内;保证至少每小时一次的换气次数;在各房间内保持微小的正压,以避免尘埃的渗入;当污染物向大气释放时(系统以全回风方式运行),本分系统提供房间内的冷却。

2) 出入口通道区和冷区通风分系统。

出入口通道区包括前室、电梯、楼梯竖井和某些通道。

本分系统用于执行下列功能:保持室内温度在规定的限值以内,并为人员出入口通道区提供每小时一次的换气次数;保证房间内有微小的正压。

3) 压缩机房通风分系统。本分系统用于当压缩机运行时冷却压缩机房。

(2) 安全功能。

电气厂房主通风系统不属于安全相关的系统。但是,当低压和中压配电盘室及继电器室通风分系统失效时,电气设备过热可能要求反应堆机组正常停堆。其他通风分系统由下列系统组成,也不属于安全相关的系统。

1) 低压和中压配电盘室及继电器室通风分系统。

本通风分系统用新风加回风方式连续运行。送、排风机的设计使室内保持微小的正压。冷却盘管和电加热器位于主送风管道上。

该通风分系统按照电气设备 A、B 系列供电的不同又分为 A 系列通风和 B 系列通风子系列。两个系列公用设备的电气设备室的温度由 A 系列通风子系统来保证。B 系列直流配电盘房间内设有末端冷却盘管。

A、B 两系列独立的通风子系统的风机均由柴油发电机提供应急电源。

2) 出入口通道区和冷区通风分系统。DVL 系统是连续运行的直流式通风系统。送、排风机的设计使室内保持微小的正压。冷却盘管和电加热器位于主送风管道上。

一个末端电加热器和一个冷却盘管保持人员在更衣室内环境的要求。

风机由柴油发电机提供应急电源。

3) 压缩机房通风分系统。

空气压缩机和冷却处理机组同时运行。

风机的设计准则与压缩机的设计准则相同:压缩机不做抗震鉴定,风机亦如此;A、B 系列的压缩机均由柴油发电机作后备电源,A、B 两系列独立的通风子系统的风机均由柴油发电机提供应急电源。

(3) 主要设备技术参数。

电气厂房主通风系统主要设备技术参数见表 2.3-19。

表 2.3-19

电气厂房主通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	预过滤器	66	过滤效率为 85%,最大阻力为 150Pa,最高温度为 44℃	镀锌钢	NC	NA	QNCa	NO
2	冷却盘管	1	额定风量为 11 745m ³ /h,空气入口温度为 33.8℃,空气出口温度为 26℃,最大允许工作压力为 1000Pa,最大压降为 100Pa,换热量为 50kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
3	冷却盘管	1	额定风量为 47 825m ³ /h,空气入口温度为 34.8℃,空气出口温度为 21℃,最大允许工作压力为 1360Pa,最大压降为 100Pa,换热量为 288kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
4	冷却盘管	1	额定风量为 12 710m ³ /h,空气入口温度为 37.8℃,空气出口温度为 26℃,最大允许工作压力为 870Pa,最大压降为 100Pa,换热量为 54kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
5	冷却盘管	1	额定风量为 43 564m ³ /h,空气入口温度为 34.8℃,空气出口温度为 21℃,最大允许工作压力为 1200Pa,最大压降为 100Pa,换热量为 258kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
6	风机	1	额定风量为 50 130m ³ /h,静压为 1050Pa,电机转速为 1460r/min,额定功率为 37kW,电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO
7	风机	1	额定风量为 47 825m ³ /h,静压为 1700Pa,电机转速为 1460r/min,额定功率为 45kW,电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO
8	风机	1	额定风量为 45 695m ³ /h,静压为 850Pa,电机转速为 1460r/min,额定功率为 30kW,电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO
9	风机	1	额定风量为 43 564m ³ /h,静压为 1500Pa,电机转速为 1500r/min,额定功率为 37kW,电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO

5.3.4.3 电气厂房排烟系统

(1) 系统功能。

主要是保证各电气设备房间的排烟。

(2) 安全功能。

电气厂房排烟系统无直接的安全功能,但在房间着火的情况下,必须能迅速地投入,及时将烟排走。

(3) 系统组成。

每个机组均设有电气厂房的排烟系统。

每个系统各有两个独立的分系统(A和B)。

1) 分系统 A 用于 A 系列的房间和两个机组共用的房间。

2) 分系统 B 用于 B 系列的房间。

排烟系统由排烟风管、排烟阀和屋顶排烟风机组成。

排烟阀仅设在有高热设备的房间。

不管电站的运行方式如何,排烟系统通常总是停运的,排烟阀是关闭的。

由于分系统 A 和分系统 B 均无冗余度,所以在分系统 A 和 B 之间,紧靠排风机入口处设有带手动隔离阀的连通风管。

通过操作隔离阀,连通风管可使分系统 A 的风机与分系统 B 一起使用,或者使分系统 B 的风机与分系统 A 一起使用。

(4) 主要设备技术参数。
电气厂房排烟系统的主要设备技术参数见表 2.3-20。

表 2.3-20 电气厂房排烟系统主要设备技术参数

设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
排烟风机	4	额定风量: 12 000m ³ /h 静压: 1160Pa (+20℃) 电机转数: 1440r/min 额定功率: 11kW 电压: 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO

5.3.4.4 核辅助厂房通风系统

- (1) 系统功能。
- 1) 在电厂正常运行期间, 保持核辅助厂房和电气厂房高温区的内部温度在设备运行和人员健康及安全所规定的范围内。
- 2) 按辐射防护分级, 限制房间中气溶胶的放射性水平, 以便人员进入。
- 3) 控制空气从可能较低的污染区流向可能较高的污染区, 然后排气。
- 4) 减少向环境释放的放射性污染物的浓度。
- 5) 保持厂房内的压力略低于大气压力, 使电厂在各种运行方式下由厂房泄漏的放射性气溶胶最少。
- 6) 在反应堆冷停堆期间, 保证安全壳换气通风系统所需风量和过滤要求。

- 7) 发生火情时, 排除核辅助厂房中电气间的烟气。
- (2) 安全功能。
- 核辅助厂房通风系统不是与安全相关的系统。
- 在正常运行期间, 本系统对上充泵房通风。在本系统故障时, 必须由与安全相关的上充泵房应急通风系统代替它执行该功能。

- (3) 系统组成。
- 本系统为直流式全新风系统。根据设备和照明的发热量或最小的换气率来计算房间风量。
- 本系统连续运行。在夏季, 进风经冷却盘管冷却。在冬季, 经加热盘管加热使室温达到 5℃, 如果房间室温需要, 进风再经电加热器加热。

设置两个排风分系统: 一个分系统称为“正常排风”, 用于不可能被碘污染的房间, 该分系统中的空气经高效粒子过滤器过滤。另一个分系统称为“除碘排风”, 用于可能被碘污染的房间, 只要碘浓度一达到预定的阈值时, 该分系统中的空气就经高效粒子过滤器和碘吸附器过滤。

当安全壳换气通风系统 (EBA) 运行时, 两座反应堆厂房来的和核辅助厂房来的排风在排入烟囱前是仅经过高效粒子过滤器, 还是经过高效粒子过滤器和碘吸附器取决于碘的浓度。

- 电气房间设置排烟分系统。
- (4) 主要设备技术参数。
- 核辅助厂房通风系统主要设备技术参数见表 2.3-21。

表 2.3-21 核辅助厂房通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	高效粒子空气过滤器	117	过滤效率大于 3000, 最大阻力为 500Pa, 最高温度为 44℃	镀锌钢	NC	NA	QNCa	NO
2	预过滤器	195	过滤效率为 85%, 最大阻力为 150Pa, 最高温度为 44℃	镀锌钢	NC	NA	QNCb	NO
3	高效空气过滤器	96	过滤效率为 95%, 最大阻力为 350Pa, 最高温度为 44℃	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO
4	碘吸附器	48	吸附效率 (分子碘) 大于 5000, 最大阻力为 300Pa, 最高温度为 44℃	碳钢涂漆	NC	NA	QNCb	NO
5	冷却盘管	4	额定风量为 52 500m ³ /h, 空气入口温度为 33.7℃, 空气出口温度为 28.6℃, 最大允许工作压力为 3000Pa, 最大压降为 300Pa, 换热量为 870kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
6	加热盘管	4	额定风量为 52 500m ³ /h, 空气入口温度为 -1℃, 空气出口温度为 5℃, 最大允许工作压力为 3000Pa, 最大压降为 100Pa, 换热量为 140kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
7	风机	3	风量为 105 000m ³ /h, 静压为 3000Pa, 电机转数为 1450r/min, 额定功率为 160kW, 电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	No
8	风机	3	风量为 108 000m ³ /h, 静压为 4200Pa, 电机转数为 1500r/min, 额定功率为 250kW, 电压为 6kV	碳钢	NC	NA	QNCa	No

5.3.4.5 上充泵房应急通风系统

- (1) 系统功能。
- 当核辅助厂房通风系统不能维持上充泵房的温度要求时, 上充泵房应急通风系统能满足上充泵房内上充泵正常运行所要求的温度。
- (2) 安全功能。
- 本系统是安全相关系统, 是安全专设设备正常运行所必须的, 它能抵抗和防止上充泵所能抵抗和防止的事故。
- (3) 系统组成。

- 1) 上充泵房应急通风系统为全回风通风系统, 上充泵房的热负荷在空气流经冷却盘管时被冷却水带走, 冷却盘管由设备冷却水系统 (RRI) 连续供给冷却水。
- 2) 上充泵房应急通风系统在正常情况下不运行, 仅在核辅助厂房通风系统失效时或在事故情况下启用。
- 3) 上充泵房应急通风系统由控制室手动或自动启动。手动实现停运。
- (4) 主要设备技术参数。
- 上充泵房应急通风系统主要设备技术参数见表 2.3-22。

表 2.3-22 上充泵房应急通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主 要 参 数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	冷却盘管	4	额定风量为 43 500m ³ /h, 空气入口温度为 54.8℃, 空气出口温度为 48℃, 最大允许工作压力为 1650Pa, 最大压降为 66Pa, 换热量为 90kW	铜	LS	NA	Q2	1F
2	风机	4	额定风量为 43 500m ³ /h, 静压为 1050Pa(+20℃), 电机转速为 1465r/min, 额定功率为 30kW, 电压为 380V	碳钢	LS	NA	Q2	1F

5.3.4.6 核燃料厂房通风系统

- (1) 系统功能。
- 1) 维持设备完成一般功能所需要的环境温度和人员进入区所需要的适当环境温度。
- 2) 限制环境空气中水蒸气含量, 避免水蒸气在乏燃料水池大厅墙内壁结露。
- 3) 在事故情况下, 把排风的放射性降低到居民可接受及允许排放的水平, 这种事故有: 燃料操作事故; 铅容器操作事故; LOCA 事故。
- (2) 安全功能。

在假想事故时为防止裂变产物对厂区污染的除碘系统是安全相关的。

- (3) 系统组成。
- 燃料厂房通风系统的送、排风机组设置在燃料厂房的 +6.30m 和 +10.00m 的标高上。
- 本系统包括两个分系统
- 1) 正常通风分系统。
- 2) 事故情况下运行的低流量的排风分系统。
- (4) 主要设备技术参数。
- 核燃料厂房通风系统的主要设备技术参数见表 2.3-23。

表 2.3-23 设备技术参数

序号	设备名称	数量	主 要 参 数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别	备 注
1	高效粒子空气过滤器	56	过滤效率大于 3000, 风量为 900m ³ /h, 最大阻力为 500Pa, 最高温度为 44℃	镀锌钢	NC	NA	QNCb	NO	
2	高效过滤器	64	过滤效率为 95%, 最大阻力为 350Pa	镀锌钢	NC	NA	QNCb	NO	
3	预过滤器	74	过滤效率为 85%, 最大阻力为 150Pa, 最高温度为 44℃	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO	
4	碘吸附器	6	吸附效率(分子碘)大于 5000, 风量为 3600m ³ /h, 最大阻力为 300Pa, 最高温度为 44℃	碳钢	LS	NA	Q2	1F	
5	热水加热器	1	额定风量为 32 100m ³ /h, 空气入口温度为 -1℃, 空气出口温度为 12℃, 换热量为 160kW	铜	NC	NA	QNCb	NO	热水温度 95~70℃
6	热水加热器	1	额定风量为 32 235m ³ /h, 空气入口温度为 -1℃, 空气出口温度为 12℃, 换热量为 162kW	铜	NC	NA	QNCb	NO	
7	热水加热器	2	额定风量为 16 840m ³ /h, 空气入口温度为 -1℃, 空气出口温度为 12℃, 换热量为 195kW	铜	NC	NA	QNCb	NO	
8	冷却盘管	1	额定风量为 32 100m ³ /h, 空气入口温度为 33.7℃, 空气出口温度为 23.8℃, 换热量为 300kW	铜	NC	NA	QNCb	NO	冷水温度 7~12℃
9	冷却盘管	1	额定风量为 32 235m ³ /h, 空气入口温度为 33.7℃, 空气出口温度为 23.8℃, 换热量为 303kW	铜	NC	NA	QNCb	NO	
10	风机	2	额定风量为 32 100m ³ /h, 静压为 2050Pa, 电机转速为 1500r/min, 额定功率为 37kW, 电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO	
11	风机	2	额定风量为 32 235m ³ /h, 静压为 2050Pa, 电机转速为 1500r/min, 额定功率为 37kW, 电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO	
12	风机	2	额定风量为 34 865m ³ /h, 静压为 3000Pa, 电机转速为 1500r/min, 额定功率为 75kW, 电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO	
13	风机	2	额定风量为 35 045m ³ /h, 静压为 3000Pa, 电机转速为 1500r/min, 额定功率为 75kW, 电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	NO	

5.3.4.7 联合泵房通风系统

- (1) 系统功能。
- 该系统用于对安全厂用水泵泵房及消防泵泵房进行通风, 因此本系统执行的功能是保证运行设备和维修人员在夏季有合适的温度条件。
- (2) 安全功能。
- 循环水泵站通风系统由两个系统构成: 安全厂用水泵泵房通风系统和消防泵泵房通风系统。
- 1) 全厂用水泵泵房通风系统是一个与安全相关的系统。

2) 消防泵泵房通风系统是一个与安全无关的系统, 但是它仍然是一个很重要的系统。

- (3) 系统组成。
- 对于每个机组, 本系统由两个分系统组成, 每个分系统与一个系列(系列 A 或 B)的安全厂用水泵泵房及消防泵泵房相连。
- 空气排除至位于泵房上方的厂房(大厅)中。
- (4) 主要设备技术参数。
- 联合泵房通风系统的主要设备技术参数见表 2.3-24。

表 2.3-24

联合泵房通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别	备注
1	预过滤器	96	过滤效率为 85%，最大阻力为 150Pa，最高温度为 44℃	镀锌钢 玻璃纤维纸	LS	NA	Q2	1F	
2	风机	8	风量为 29 000m ³ /h，静压为 1000Pa，电机转速为 1470r/min，额定功率为 22kW，电压为 380V	碳钢	LS	NA	Q2	1A	
3	风机	4	风量为 11 500m ³ /h，静压为 800Pa 电机转速为 2940r/min，额定功率为 7.5kW，电压为 380V	碳钢	NC	NA	Q2	1I	

5.3.4.8 外围设备间通风系统

(1) 系统功能。

外围设备间通风系统为反应堆安全壳厂房外围容纳贯穿件的所有环廊区提供排风，其目的为：

1) 控制气流流向，防止环廊房间内可能被污染的空气扩散到环境中。

2) 对来自环廊房间的气体进行过滤，以保证降低排放到烟囱的放射性水平。

本系统的风量包括从相邻区域转送来的风量和室外渗漏进入的空气量，并且收集安全壳贯穿件处可能泄漏的气体。

应该注意到：

1) 贯穿件可能的泄漏只能来自安全壳的事故加压。

2) 污染气体的释放可能来自安全壳贯穿件（如上所述）的泄漏，也可能来自一回路管道或阀门处水的泄漏，主要是化学和容积控制系统及核取样系统（热贯穿件）的管道或阀门。

该系统连续运行。所有排气通过一组高效空气粒子过滤器进行过滤。如果需要的话，在发生污染的情况下则同时通过一组碘吸附器来吸附碘及其有机化合物。

在核辅助厂房烟囱处探测到异常放射性或万一发生

LOCA 时该系统则由远距离控制进行操作。

(2) 安全功能。

外围设备间通风系统保证在发生故障或事故时厂区不受污染，它还设计成在 LOCA 后运行。

(3) 系统组成。

该系统设计成一种开式通风系统，由排风方式进行运行。

通风管道布置在容纳贯穿件的所有环廊房间内。排风机组位于 NAB，在 +11.50m 标高处。

系统连续运行：

1) 该系统正常排风管线（称 Y 管线）上设置有一组预过滤器，一组高效空气粒子过滤器，一台风机。

2) 该系统碘排风管线（称 X 管线）上设置有一组预过滤器，一组高效空气粒子过滤器，一组碘吸附器，两台风机（一台运行，一台备用）。

在下列情况下，除碘排风管线投入运行：

1) LOCA 或碘污染。

2) 在正常排风管线上出现紧急情况。

(4) 主要设备技术参数。

外围设备间通风系统的主要设备技术参数见表 2.3-25。

表 2.3-25

外围设备间通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	高效粒子空气过滤器	24	过滤效率大于 3000，最大阻力为 400Pa	镀锌钢	LS	NA	Q2	1F
2	预过滤器	24	过滤效率为 85%，最大阻力为 150Pa，最高温度为 44℃	镀锌钢	LS	NA	Q2	1F
3	碘吸附器	24	吸附效率（分子碘）大于 5000，最大阻力为 360Pa，最高温度为 44℃	碳钢	LS	NA	Q2	1F
4	电加热器	4	额定风量为 12 000m ³ /h，空气入口温度为 5℃，空气出口温度为 11.8℃，电压为 380V（加柴油机供电）	不锈钢	LS	NA	Q2	1F
5	风机	4	风量为 12 000m ³ /h，静压为 3000Pa，电机转速为 2940r/min，额定功率为 30kW，电压为 380V	碳钢	LS	NA	Q2	1A
6	风机	2	风量为 12 000m ³ /h，静压为 2600Pa，电机转速为 2940r/min，额定功率为 22kW，电压为 380V	碳钢	NC	NA	QNCa	N(0)

5.3.4.9 安全壳换气系统

(1) 系统功能。

在每座机组的反应堆厂房内，该系统设计用于：

1) 在反应堆冷停堆期间，为在反应堆厂房内维修操作的人员保持一个合适的环境温度。

2) 在反应堆冷停堆时，降低反应堆厂房内裂变气体的浓度，使得人员能以尽可能短的时间持续进入。

3) 在机组停运期间，保持含氧废气分离箱处于轻微的负压。

为了完成这些功能，该系统按直流式通风系统运行，将反应堆厂房的排出空气通过核辅助厂房净化系统后排至烟囱。

(2) 安全功能。

安全壳换气系统不属于安全相关系统。

(3) 系统组成。

该系统仅在反应堆冷停堆时启动。

(4) 主要设备技术参数。

主要设备技术参数见表 2.3-26。

表 2.3-26 设备技术参数

设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
含氧废气分离箱风机	2	风量为 20m ³ /h, 静压为 600Pa	碳钢	NC	NA	QNC	NO

5.3.4.10 反应堆堆坑通风系统

(1) 系统功能。

反应堆堆坑通风系统用来冷却:

- 1) 反应堆压力容器保温层的外表面。
- 2) 反应堆堆坑混凝土。
- 3) 堆外电离室。
- 4) 反应堆压力容器支承环。
- 5) 围绕主管道的混凝土孔道。

(2) 安全功能。

反应堆堆坑通风系统属于非安全相关系统,但是在反应堆冷却剂管道破裂的情况下,利用其送风管道垂直向下部分具有将反应堆冷却剂排出反应堆堆坑的功能参与反应堆冷却剂的排放。

(3) 系统组成。

反应堆堆坑通风系统是核电厂正常运行和热停堆时的再循环运行系统。

为了保证可靠性,并防止失去厂外电源时会失去其功能,本系统设计成具有 4×50% 冗余度的并联连接的风机,从两个不同的电气系列按 2×2 方式供电,每个电气系列均由柴油发电机作为后备电源。

四台冷却盘管由核岛冷冻水系统连续供应冷冻水。

(4) 主要设备技术参数。

安全壳换气系统的主要设备技术参数见表 2.3-27。

表 2.3-27 安全壳换气系统设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	冷却盘管	8	额定风量为 7500m ³ /h, 空气入口温度为 30℃, 空气出口温度为 14.3℃, 最大允许工作压力为 2000Pa, 最大压降为 190Pa, 换热量为 41.3kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
2	风机	8	风量为 7500m ³ /h, 静压为 2000Pa, 电机转速为 2900r/min, 额定功率为 7.5kW, 电压为 380V	钢	NC	NA	QNCb	NO

5.3.4.11 安全壳净化系统

(1) 系统功能。

在反应堆厂房内发生放射性污染时,安全壳净化系统用来降低气载放射性的水平,使得有可能进入一段有限时间。

安全壳净化系统使安全壳连续通风系统的部分空气通过高效粒子空气过滤器和碘吸附器净化来保证系统的功能。为使空气从安全壳主连续通风系统的送风集管吸入,使之可能利用连续通风的预过滤器,以避免安全壳净化系统的高效粒子空气过滤器堵塞。净化系统仅在安全壳污染的情况下,在运行人员进入安全壳以前和要进入安全壳内时启动。

(2) 安全功能。

本系统不属于与安全相关的系统。

(3) 系统组成。

本系统对取自连续通风系统送风集管的一部分安全壳空气进行再循环。

空气向安全壳内的大气空间排放以前,经过高效粒子空气过滤器和碘吸附器的净化,电加热盘管保持空气相对湿度在一定的限值以内,使其与吸附器最高的设计效率(40% R.H) 相适合。

(4) 主要设备技术参数。

安全壳净化系统的主要设备技术参数见表 2.3-28。

表 2.3-28 安全壳净化系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	高效粒子空气过滤器	24	过滤效率大于 3000, 最大阻力为 500Pa, 最高温度为 60℃	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO
2	碘吸附器	32	吸附效率(分子碘) 大于 5000, 最大阻力为 360Pa, 最高温度为 60℃	碳钢	NC	NA	QNCb	NO
3	电加热器	4	额定风量为 10 000m ³ /h, 空气入口温度为 40℃, 空气出口温度为 54.1℃, 最大压降为 110Pa, 功率为 48kW, 电压为 380V	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO
4	风机	4	风量为 20 000m ³ /h, 静压为 1850Pa, 电机转速为 1450r/min, 额定功率为 18.5kW, 电压为 380V	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO

5.3.4.12 安全壳连续通风系统

(1) 系统功能。

安全壳主连续通风系统设计用于保持反应堆厂房内适当的温度状态,使设备正常运行,便于人员进入。

安全壳辅助连续通风系统设计用于穹顶适当的通风。

(2) 安全功能。

安全壳连续通风系统是一个非安全相关的系统。

然而,为防止风管可能坠落在反应堆部件上,在设计穹

顶顶部风管时应考虑承受 SL-2 地震载荷。

(3) 系统组成。

安全壳连续通风系统是安全壳厂房内的一个再循环系统。

热空气在+35.00m 标高处吸入,经安装在-3.50m 标高处的冷却盘管冷却后,通过±0.00m 标高处的一根送风集管将空气送至各通风区域。

(4) 主要设备技术参数。

安全壳连续通风系统的主要设备技术参数见表 2.3-29。

表 2.3-29 安全壳连续通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	冷却盘管	8	额定风量为 75 000m ³ /h, 空气入口温度为 40℃ 空气出口温度为 18.5℃, 最大允许工作压力为 1650Pa, 最大压降为 135Pa, 换热量为 510kW	铜	NC	NA	QNCb	NO
2	风机	8	风量为 75 000m ³ /h, 静压为 1650Pa, 电机转速为 1475r/min, 额定功率为 75kW, 电压为 380V	钢	NC	NA	QNCb	NO
3	风机	4	风量为 10 000m ³ /h, 静压为 270Pa, 电机转速为 1475r/min, 额定功率为 3kW, 电压为 380V	钢	NC	NA	QNCb	NO

5.3.4.13 控制棒驱动机构通风系统

(1) 系统功能。

控制棒驱动机构通风系统设计成能使控制棒驱动机构供电线圈和位置指示器的温度维持在可接受范围内, 以便保证它们正常运行。

(2) 安全功能。

控制棒驱动机构通风系统不是核安全相关的系统, 但是由于控制棒的正常运行取决于控制棒驱动机构通风系统的利用率, 因此在该系统设计中已给予特殊的注意 (设置 4×50% 机组)。

此外, 靠近控制棒驱动机构的所有风管 (从该系统入口至标高 +20m 地板的开孔处) 都按在 SL-2 荷载下保证其完整性设计。

(3) 系统组成。

控制棒驱动机构通风系统是再循环系统。从控制棒驱动机构排出的安全壳空气在返回安全壳之前经过冷却盘管 (由中间冷却水提供冷却水) 冷却。

(4) 主要设备技术参数。

控制棒驱动机构通风系统的主要设备技术参数见表 2.3-30。

表 2.3-30 控制棒驱动机构通风系统主要设备技术参数

序号	设备名称	数量	主要参数	主要材料	安全等级	规范等级	质保等级	抗震类别
1	冷却盘管	8	额定风量为 29 500m ³ /h, 空气入口温度为 68℃, 空气出口温度为 38℃, 最大允许工作压力为 4500Pa, 最大压降为 270Pa, 换热量为 315kW	铜	3	NA	Q2	1I
2	风机	8	风量为 29 500m ³ /h, 静压为 4500Pa (38℃), 电机转速为 2955r/min, 额定功率为 75kW, 电压为 380V	不锈钢	NC	NA	QNCb	NO

5.4 消防系统

核电厂内的消防系统包括消防水生产系统、消防水分配系统、核岛消防系统、电气厂房消防系统、柴油发电机房消防系统, 下面以秦山第二核电厂为例说明核电厂内的消防系统。

5.4.1 消防水生产系统

5.4.1.1 消防水生产系统功能

消防水生产系统的功能是为核岛、常规岛厂房和厂内其他区域提供 1.00MPa (表压, 以核岛地面 ±0.00m 计起) 运行压力的消防水, 为消防水分配系统提供消防水源。

消防水生产系统与核安全无关, 但它仍是一个很重要的系统。从消防的角度出发它为核电厂消防提供了安全保证, 同时又通过消防水分配系统为与核电厂安全有关的辅助给水系统提供应急补水。

5.4.1.2 消防水生产系统设计基准

消防水池的贮水由生活饮用水系统提供, 由生水系统作为后备水源, 并以安全厂用水系统作为紧急后备水源。

消防水池设 2 个, 每个机组 1 个。每个水池贮存 2h 最大消防用水量。

消防水泵设 4 台, 每个机组 2 台, 各机组的消防水泵从相应的消防水池吸水, 特殊情况下可与相对应的安全厂用水系统连接, 直接抽吸海水。消防水经水泵加压后送至消防水分配系统。管网最后的水源可用两根软管与总管网连接的移动式泵提供。

消防水生产系统为抗震级系统, 抗震类别为 1I*, 但生活饮用水系统至消防水池的充水管路除外。该系统能够

保持:

(1) 在 SL-2 荷载下设备的完整性。

(2) 在 1/2 SL-2 荷载下:

1) 管道部分能够维持其功能。

2) 能动阀及泵能够维持设备的可运行性。

每个机组的两台消防泵分别由 A 系列和 B 系列供电, 事故时由应急柴油发电机供电。

消防水泵的启动由位于泵排出口处的压力开关控制。压力开关位于泵排出口标高 -23.04m 处。消防水泵出口处管网正常压力约为 1.23MPa (表压), 根据压力下降到下列不同限值相应地启动一台或几台消防水泵: 当管网压力为 1.18MPa (表压) 时启动第一台泵; 当管网压力为 1.13MPa (表压) 时启动第二台泵; 当管网压力降到 1.08MPa (表压) 时, 第三台和第四台泵同时启动。

选择压力阈值的原则如下:

(1) 保证消防水泵在最不利情况下稳压水罐不被排空。当消防管网动作时, 随着管网压力的不断降低, 消防泵陆续启动。这时如果出现第一、二台泵启动均失效的情况, 则要等到管网压力降到第三、四台泵的启动压力限值时, 第三、四台泵才能启动。两泵启动后, 管网改由消防水池取水。即在消防水泵的这一最不利情况下, 当第三、四台泵启动以前, 稳压水罐必须保证不被排空。

(2) 当仅启动一台泵就能满足消防水量时, 还应满足以下设计原则: 当管网压力降至第一台泵的启动压力 1.18MPa (表压) 后, 稳压水罐必须保持一定的供水流量, 使第一台泵开始供水前管网压力不能降至第二台泵的启动压力值 1.13MPa (表压) [即要求稳压水罐维持管网从

1.18MPa (表压) 降至 1.13MPa (表压) 的时间应大于 35s]。

(3) 提供系统异常运行的报警信号。

消防水池液位信号传至主控室并设高低液位报警。管网设压力报警信号。

启动报警信号的压力定值是 1.18MPa (表压)。这一报警仅用于系统处于稳态条件时。

5.4.1.3 消防水生产系统的工艺设计

消防水生产系统的消防水源功能由消防水池、消防水泵、管路等主要设备完成。

各设备的设计说明如下：

(1) 消防水池。

消防水池按核安全导则 HAD 102/11《核电厂防火》的有关要求进行设计。

消防水池考虑设置两个 100% 系统容量的蓄水池 (每座有效容积为 1500m³)，并具备在 8h 以内将任一水池充满的淡水补给能力，可以满足导则中“2h 最大消防用水量”的供水要求，同时考虑设置两个水泵接合器。水池由生活饮用水系统供水。在正常运行状态下，消防水池保持充满至高水位。在水量由于蒸发等原因或消防启动情况下，水池水位下降，达到低水位时自动开启由液位控制的电动阀进行水池补水。

混凝土蓄水池装有一个水位传感器；两个水位控制器。

(2) 消防水泵。

消防水泵按发生火灾时耗水量最大的常规岛汽轮机厂房设备的消防要求选取。

秦山二期工程的最大固定消防系统设计用水量为 130L/s，室外消火栓用水量为 40L/s，室内消火栓为 30L/s，共设消防总水量为 200L/s (720m³/h)。在汽轮机厂房前 1m 接口点处消防水压为 0.85MPa (表压)。

按上述参数选取消防水泵的规格和型号 [泵扬程为 1.23MPa (表压)，满足汽轮机厂房的消防要求]，并考虑即使在一台水泵出现故障的情况下也能保证满足消防用水的要求。

消防水泵设在抗震的海水联合泵房内，每台消防泵都设有一个回流管路，并在回流管路上设有一个限流孔板，为了保证水泵的安全启动，所有消防泵的吸水管均应没入消防水池的低水位下呈正压启动。

每台机组对应两台消防泵，消防泵是电动泵，其中一台由 A 路电源供电，另一台由 B 路电源供电，并由柴油发电机作为紧急备用电源。

(3) 管路设置。

每台机组对应两台消防水泵 (每个系列一台泵)，四台泵的出水管由一连接管连接，该连接管上的两个隔离阀将两台机组对应的消防泵分开。消防水泵后的出水管具有承受消防泵零流量时压力为 1.5MPa (表压) 的能力，泵前管道设计压力为 0.3MPa (表压)。

5.4.2 消防水分配系统

5.4.2.1 消防水分配系统功能

消防水分配系统的功能是将标高 ±0.00m 处 (以核岛地面计起) 管网压力为 1.0MPa 的消防水分配给核岛、常规岛、BOP 各建筑物及厂区。

消防水分配系统分配的消防水水源为消防水生产系统，管网压力为 1.0MPa。在厂区内还设有一套低压消防水系统，管网压力为 0.8MPa，消防水源为生活饮用水系统，该系统用于厂区 BOP 非重要技术性厂房和非技术性建筑物的

消防，不包括在本节的范围内。

5.4.2.2 消防水分配系统设计基准

核岛部分内的消防水分配系统管道是抗震 II* 级。该系统设计成能在 1/2SL-2 荷载条件下保持管道功能及能动阀门的可运行性。

位于联合泵站中的消防水生产系统和核岛建筑物之间的消防水分配系统管网由安装在 GA 沟 (抗震级) 中的消防水分配系统管道连接，该部分管道也是抗震 II* 级的。

在 BOP 部分内，消防水分配系统的两根干管 (均为 DN300) 从联合泵房内的消防水生产系统接出后，经安全厂用水管沟管廊内的两根 DN300 管道依次将消防水输送至核岛厂房、常规岛厂房、BOP 室外消火栓管网。

消防水分配室外管网围绕核岛厂房设有一个环路，围绕常规岛两个厂房各有一个环路。每个环网均设阀门将其分成若干独立段。室外消火栓从环网上接出，管径为 DN100，间距为 80m。

此外，油脂及润滑油储存库、变压器平台和辅助锅炉房、室外变压器的消防用水也从消防水分配系统室外管网接入，以供给水喷雾灭火设备的消防用水。

BOP 其余建筑物消防水来自生活饮用水系统。

5.4.2.3 消防水分配系统工艺设计

核岛部分的消防水分配系统的两根总管 (DN300) 经安全厂用水管沟管廊将消防水从消防水生产系统送至核岛。总管中的消防水再通过若干支管分配给核岛中的电气厂房消防系统、核岛消防系统、柴油发电机消防系统、辅助给水系统等。此外，总管上还有支管去常规岛。管道的尺寸按全部配水管道和支管保持足够的流量确定。上述管道均符合 II* 级抗震要求。

消防水生产系统与消防水分配系统连接处设有两个电动隔离阀。消防水分配系统与通往非抗震级的常规岛管道连接处设有两个电动隔离阀。上述阀门均符合 1A 级抗震要求，可由主控室或就地进行控制。

在 BOP 部分内，消防水分配系统室外环网从常规岛接出的两根消防水分配系统干管接出，室外消火栓则从环网上接出，管道为非抗震级，阀门为手动启动。此外，油脂及润滑油储存库、变压器平台和辅助锅炉房室外变压器的消防用水也从消防水分配系统室外环网接入，以供给水喷雾灭火设备的消防用水。

在核岛部分内管网的设计压力为 1.2MPa (表压)，运行压力为 1.0MPa (表压)。两根消防水分配系统管道内流速为 1.41m/s (如果一根消防水分配系统管道不可用时，则为 2.82m/s)，最大流量为 720m³/h。

5.4.3 核岛消防系统

5.4.3.1 核岛消防系统功能

核岛消防系统是为了扑灭在核岛内可能发生的火灾而设立的。该系统涉及区域包括反应堆厂房、燃料厂房和核辅助厂房。

核岛消防系统不是与安全有关的系统。但它应能保证火灾不会影响电站安全停堆功能的执行，而且也不会明显增加放射性释放到环境中去的危险。

5.4.3.2 核岛消防系统设计基准

核岛消防系统的功能是灭火。该系统是通过纵深防御设计方法来确保与安全有关的系统执行其安全停堆功能的能力，并保证在火灾时将放射性释放到环境中去的可能性及对人员的危险性降至最低，同时减少由于火灾带来的财产损失。

核岛消防系统的设计基准有以下几方面:

- (1) 潜在的火灾危险性。
- (2) 电站布置, 出入通道设施, 安全有关系统的分隔, 各房间划分为防火区和火灾污染区, 使用非燃材料。
- (3) 通风系统布置。
- (4) 火警探测方法。
- (5) 根据火灾位置和类型选择消防设备。
- (6) 核岛各控制区内的消防设计要考虑有关辐射防护和放射性释放的特殊预防措施, 例如消防废水是由核岛疏水排气系统收集和处理的。
- (7) 核岛消防系统部件按抗震设计。
- (8) 核岛消防系统安全壳贯穿件为安全 2 级。

核岛内的主要火灾危险为:

- (1) 控制区内:
 - 1) 设在反应堆安全壳内的反应堆冷却剂泵的油贮存罐和润滑油回路。
 - 2) 设在核辅助厂房内的上充泵的油贮存罐和润滑油回路。
- (2) 非控制区内: 设在连接厂房的辅助给水电泵的油贮存罐和润滑油回路及辅助给水汽动泵房间。

5.4.3.3 核岛消防系统的工艺设计

(1) 总管网设计。

核岛厂房内的每层楼均设有消火栓, 它们可到达可能有火灾的任何部位。反应堆厂房内的六根立管及核辅助厂房、设冷水厂房和燃料厂房内的各两根立管均为干式, 当火灾发生时, 运行人员用一根软管将此立管与消防水分配系统相连, 并开启常闭阀门后即可进行灭火。

核辅助厂房的电缆及管道环形走廊处的两根立管、-7.00m/-3.40m 电缆廊道的四根消防立管和连接厂房内供辅助给水泵消防的两根立管为直接与消防水分配系统相连的湿式立管。

(2) 特殊的消防喷淋水系统设计。

反应堆冷却剂泵和上充泵的消防。

在每个机组的反应堆厂房内分别设置了两台反应堆冷却剂泵, 在核辅助厂房内分别设置了 3 台上充泵。对每台反应堆冷却剂泵和上充泵设置单独的开式水喷雾灭火系统。其火灾是由除盐水箱提供的除盐水进行扑灭的。除盐水是由 CO_2 气瓶提供压力送入开式喷水水管网的。除盐水的喷水时间为 3min, 平均喷水强度为 $15\text{L}/(\text{min} \cdot \text{m}^2)$, 最小喷水强度不得低于 $10\text{L}/(\text{min} \cdot \text{m}^2)$ 。反应堆冷却剂泵和上充泵的消防系统的启动可由控制室远距离启动或就地启动 CO_2 释放阀实现。二氧化碳经过孔板使水箱得到 0.8MPa 的绝对压力, 水箱均装有安全阀, 安全阀的动作压力为 0.83MPa (表压)。喷嘴能够供应满意的水喷雾。当水中的悬浮颗粒直径不大于 1mm 时, 喷嘴不会被堵塞。

如果火灾未被水箱内贮存的除盐水扑灭, 则消防水分配系统的生水可作为备用水源进行第二阶段消防。对于上充泵的消防系统, 备用水源消防水分配系统接自核辅助厂房楼梯间内设置的干式立管。当使用此水源时, 需派人员用软管连接消防水分配系统的管道, 就地手动打开供水阀门, 而对反应堆冷却剂泵的消防系统, 备用水源消防水分配系统则来自反应堆厂房的干式立管。当使用此水源时, 需派人员用软管连接消防水分配系统管道, 由控制室或就地启动供水管路上的隔离阀进行供水。

设置消防系统的房间布置可使喷雾水和滴下的油被回收, 这些液体通过地漏和漏斗从房间排除。漏斗中的水封可

起到防火作用。

由于核岛疏水排气系统不处理含油废水, 故喷淋水必须按下列方法处理:

1) 反应堆冷却剂泵: 在每个机组的反应堆厂房的 -3.40m 层, 设一油、水分离器, 该分离器为两台泵所共用, 其容积相当于一个除盐水箱所含的水容积和一台泵含有的油容积 (共 4m^3)。火灾扑灭后, 喷雾水通过废液回收水箱将其中的油与水分离。油按液体排放物贮存和处理, 水则由核岛疏水排气系统收集。

2) 上充泵: 喷雾水排至核辅助厂房地面的排水坑。

(3) 汽动和电动辅助给水泵的消防。

对每台汽动和电动辅助给水泵的消防是采用闭式水喷雾系统。母管上设常开阀门, 直接与消防水分配系统相连。

当环境温度达到 68°C 时, 闭式喷头上的玻璃球罩自动破裂, 水喷雾系统开始动作, 进行灭火。该系统平均水喷雾强度为 $15\text{L}/(\text{min} \cdot \text{m}^2)$ 。

对每台辅助给水泵需予以保护的表面积约 10m^2 。

由于辅助给水泵均安装在白区, 火灾后的喷淋水可经地漏直接排入电厂污水系统。

(4) 核辅助厂房环形走廊的消防。

核辅助厂房环形走廊 (+5.00m) 的消防系统是带有泄漏控制装置和双重隔离阀的闭式水喷雾系统。

当环境温度达到 68°C 时, 闭式喷头的玻璃球罩自动破裂, 水喷雾系统开始动作, 进行灭火。该系统的水喷雾强度为 $15\text{L}/(\text{min} \cdot \text{m}^2)$ 。

(5) -7.00m 和 -3.40m 电缆廊道的消防。

电缆廊道的消防采用的是带泄漏控制装置和双重隔离阀的闭式水喷雾系统。由于 -7.00m 层电缆布置在廊道一侧, 而 -3.40m 层电缆分布在廊道两侧, 故闭式喷头的布置也与电缆相对应, 楼板上下相对应的电缆廊道的闭式喷淋管网为同一根消防水分配系统管供水。

当环境温度达到 68°C 时, 闭式喷头上的玻璃球罩自动破裂。在相应区域进行水喷雾灭火, 该系统水喷雾强度为 $15\text{L}/(\text{min} \cdot \text{m}^2)$ 。

5.4.4 电气厂房消防系统

5.4.4.1 电气厂房消防系统功能

电气厂房消防系统由消防管网 (-3.40m 和 +5.00m 处湿管管网和 +11.5m 处干管管网) 和位于反应堆保护模拟机柜间的卤代烷气体消防装置两部分组成。

(1) 消防管网。电气厂房消防系统的功能是在电气厂房 $\pm 0.00\text{m}$ 标高处以表压约 1.0MPa 的名义压力分配从消防水分配系统来的消防水。每个房间另外配有干粉、二氧化碳或雾化水灭火器。这些灭火器的数量和规模根据被保护的设备决定。此外, 若干房间配有固定式喷水设备。

(2) 七氟丙烷气体的消防装置。在安装控制柜的控制室下方的反应堆保护模拟机柜间设有电缆层, 该层不能被水喷淋, 因而安装了七氟丙烷气体的特种形式消防设备。

电气厂房消防系统不是与安全有关的系统, 但它允许运行人员采取必要的补救措施将电气厂房火灾的扩散和后果减小到最小。

5.4.4.2 电气厂房消防系统设计基准

除控制室外, 电气厂房的大部分房间内装有电气设备, 它构成了相当大的潜在火灾载荷密度, 这些房间如下所示:

- (1) 电缆廊道。
- (2) 配线装置。
- (3) 继电器室。

(4) 安装低压配电盘和中压配电盘以及其他电源的房间。

(5) 反应堆保护模拟机柜间。

系统的保护应用了下列原则:

(1) 系统全部分为系列 A 和系列 B。

(2) 每个系列内的具有重要功能的部分都相互隔开。

(3) 对于一个系列内各部件的分布, 原则是要能限制各房间的火灾荷载密度。

(4) 采用远距离控制, 使用适当的装置保持通道的门关闭。

(5) 凡能使用金属材料时就不用可燃材料, 尤其是塑料。

(6) 根据 RCC-I 第二部分所规定的设计基准布置疏散通道。

(7) 堵塞所有不同防火区之间的电缆孔洞及所有其他管道通道的孔洞。

5.4.4.3 电气厂房消防系统的工艺设计

(1) 电气房间、蓄电池室和楼梯间。

在电气厂房的所有楼层, 配有二氧化碳和化学干粉灭火器。此外, 在电气房间入口处附近放置移动式化学干粉灭火器。在电气房间和蓄电池室保留用水作为灭火的最后手段。

特殊情况:

反应堆保护模拟机柜间是系列 A 和系列 B 电缆走向控制台的交汇区。该房间设在控制室下面, 并设置了使用七氟丙烷气体的专门消防装置。这种装置的控制设备设在房间外面靠近门处, 它是手动操作的。

在电气厂房所有楼层、楼梯间均设有消防水龙带, 它可与消防水分配系统管网的立管迅速连接。

立管永远保持充水。

(2) 控制室。

由于控制室的重要性, 故它与其他电气房间隔离, 这样可以防止火从外面沿着电缆传入或间接由烟气侵入给控制室带来影响。

由于操纵员一直在控制室内, 控制台内的火灾风险是有限的。在控制室内备有便携式灭火器。

计算机房用便携式二氧化碳灭火器来防护。

(3) 空压机房。

每个房间配有消防水龙带和便携式泡沫灭火器 (用于油类火灾), 两者均放在房间入口处附近。

冷水机组压缩机使用同样类型的灭火器。

(4) 电缆廊道和继电器室。

电缆廊道和继电器室配有固定式喷水设备。

5.4.5 柴油发电机消防系统

5.4.5.1 柴油发电机消防系统功能

柴油发电机消防系统的功能是通过布置在柴油发电机室、主燃油贮存罐室、漏油贮存罐室、润滑油贮存罐室和日用油贮存罐室内的火警探测装置报警而分别进行固定的水成膜泡沫喷淋消防, 以达到灭火及控制火势蔓延的目的。

柴油发电机消防系统不是与安全有关的系统, 但就消防而言, 它在总体上也涉及安全。火警一旦发生, 设备就提供消防措施, 并防止火灾扩散。

5.4.5.2 柴油发电机消防系统设计基准

柴油发电机消防系统涉及每个机组 A 系列和 B 系列的柴油发电机房内的房间如下所示:

(1) 柴油发电机间。

(2) 润滑油服务罐室。

(3) 日用油罐间。

(4) 漏油罐间。

(5) 主贮油罐间。

每个机组有两台柴油发电机, 它们分别向 A 路电源和 B 路电源供电。

每台柴油发电机安装在分隔的钢筋混凝土建筑物内。

每个建筑物内有:

(1) 1 套柴油发电机。

(2) 1 个容量为 274.6m³ 的主贮油罐。

(3) 1 个容量为 2m³ 的漏油罐。

(4) 1 个容量为 12m³ 的润滑油罐。

(5) 1 个容量为 4m³ 的日用油罐。

(6) 辅助设备和电气盘。

274.6m³ 的主贮油罐安装在建筑物的地下室内; 日用油罐、润滑油服务罐和漏油罐分别安装在不同的房间内。

5.4.5.3 柴油发电机消防系统的工艺设计

(1) 柴油发电机间。

火灾危险性: 主要火灾危险性来自设在该房间内的燃油管道和油罐。

消防: 消防是由安装有石英玻璃球罩喷淋器的喷淋管道来保证的。喷淋水中含有一种能形成泡沫膜的药剂 AFFF。雨淋阀的开启是由探测系统打开电磁阀或手动打开手动阀门, 进而破坏压力平衡环路而启动的。

(2) 主贮油罐间。

火灾危险性: 主要火灾危险性来自主燃油罐 (274.6m³) 内的大量燃料油。

消防: 火灾是由装有开式喷头的喷淋管道来进行扑灭的。喷淋水中含有一种能形成泡沫膜的药剂 AFFF。雨淋阀的开启是由探测系统或就地按钮打开电磁阀或手动打开手动阀门, 进而破坏压力平衡环路而启动的。

(3) 电气室。

火灾危险性: 主要火灾危险性来自室内的电气设备。

消防: 电气室内设便携式手提灭火器进行灭火。

6 放射性废物处理系统

6.1 气体废物处理系统

6.1.1 系统功能

废气处理系统为两堆共用, 具有以下功能:

(1) 对来自核岛疏水和排气系统的含氢废气 (由氢气、氮气和放射性裂变气体 Kr、Xe 等组成) 进行收集、贮存、衰变和监测。贮存期满后取样分析, 如符合要求即可将废气经核辅助厂房通风系统排放。

(2) 核岛疏水和排气系统收集的含氧废气由本系统排风机抽入, 经除碘过滤, 由风机排至核辅助厂房通风系统。

(3) 废气处理系统没有直接的安全功能, 然而由于所处理的废气是放射性气体, 尤其是含氢废气, 存在着爆炸、火灾等危险, 故在设计上应考虑防止气体向环境的泄漏、防火、防爆以及通风排气等问题。

废气处理系统分为含氢废气子系统和含氧废气子系统。含氢废气子系统。缓冲槽、压缩机、衰变箱和冷却器设冷水侧为核安全 3 级; 含氧废气子系统的设备属于非安全级。

下面以秦山第二核电厂为例说明气体废物处理系统的组成和运行。

6.1.2 系统和设备描述

本系统设置了含氢废气处理和含氧废气处理两个子系

统，系统描述如下：

(1) 含氢废气处理子系统。

含氢废气处理子系统采用加压贮存衰变法处理含氢废气，工艺流程见图 2.3-27。

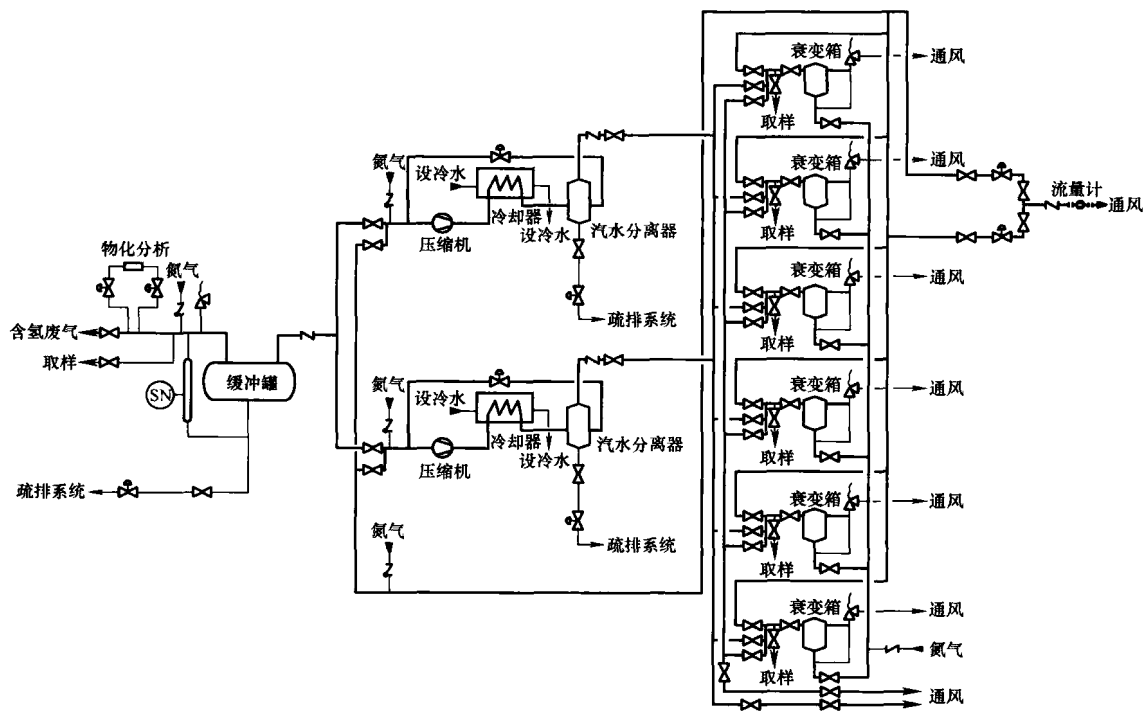


图 2.3-27 含氢废气处理子系统流程简图

来自核岛疏水排气系统集气管的含氢废气首先进入缓冲罐，缓冲罐可使来气流量和压力的波动变得相对平稳，以保证压缩机的稳定运行。气体压缩机用来将缓冲箱内的废气送往衰变箱中贮存。两台压缩机并联，正常工作状态时一台投运，一台备用。压缩机为膜片式容积压缩机，额定流量为 38m³/h（标准状态），出口压力为 0.7MPa（表压）。压缩机正常油压在 0.2~0.4MPa（表压）范围内，油压低于 0.15MPa（表压），高于 0.7MPa（表压）时压缩机保护停运。

压缩后的废气用冷却器冷却至 50℃，通过汽水分离器分离掉凝液，然后被压入 6 个衰变箱中的一个。废气一般经 60 天衰变后取样分析，如放射性浓度符合要求，则可结合现场环境条件，通过气动调节阀有控制地经通风系统排放。在烟卤内设有辐射监测仪表连续监测排放废气中的放射性水平，若超过排放控制值，排放阀自动关闭，停止排放。

含氢废气在衰变箱中的衰变时间：基本负荷运行时为 60 天，负荷跟踪运行时为 45 天。

衰变箱内的凝汽水可排至疏水和排气系统。在衰变箱管道布置上考虑了可通过压缩机将气体从一个衰变箱转移到另一个衰变箱的操作。含氢废气处理子系统保持正压，以防止外界空气漏入而形成易燃易爆的混合气体。

(2) 含氧废气处理子系统。

含氧废气处理工艺流程见图 2.3-28。

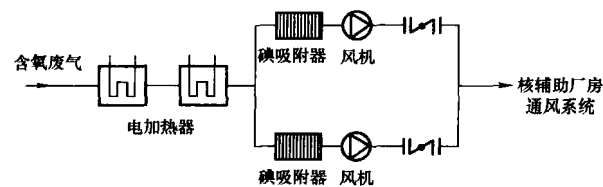


图 2.3-28 含氧废气处理流程简图

从化学和容积控制系统、硼回收系统、废液处理系统、核岛疏水排气系统等系统排出的含氧废气经核岛疏水排气系统集气管汇集后，由本子系统风机抽吸，通过电加热器使气体的相对湿度维持在 40% 以下，然后废气通过碘吸附器，最后由排气风机送至核辅助厂房的通风系统排放。

为了保证含氧废气的处理不间断，本子系统设备 100% 备用，当一套处理线的设备运行时，另一套处理线的设备处于备用状态。

含氢废气子系统主要设备特性见表 2.3-31，含氧废气子系统主要设备特性见表 2.3-32。

表 2.3-31 含氢废气子系统主要设备特性		
缓冲罐一台	容积	5m³
	主要材料	不锈钢
废气压缩机两台	设备形式	隔膜式压缩机
	额定流量	38m³/h
	最大排气压力	0.7MPa（表压）
	电机	防爆型
	主要材料	不锈钢/碳钢
压缩气体冷却器两台	气体流量	38m³/h
	运行压力（气侧）	0.025~0.7MPa（表压）
	主要材料	不锈钢
衰变箱 6 个	容积	18m³
	运行压力	0.02~0.7MPa（表压）
	主要材料	碳钢

表 2.3-32 含氧废气子系统主要设备特性		
排气风机两台	设备形式	离心式
	额定流量	2000m³/h
	主要材料	碳钢

续表

碘吸附器两台	额定流量	2000m ³ /h
	去污系数(分子碘)	5000
	(甲基碘)	200
	主要材料	碳钢
电加热器两台	额定流量	2000m ³ /h
	最高温度	70℃
	主要材料	碳钢
	主要材料	不锈钢

6.1.3 运行方式

本系统的两个子系统基本上是在正常运行状态下运行,但含氢子系统还有特殊瞬态运行。

正常运行状态时,包括以下几方面:

(1) 含氢废气子系统。

系统运行前首先用氮气对全系统进行吹扫。

来自核岛疏水排气系统集气管的含氢废气中的氧含量由缓冲罐进气总管上的测氧仪连续监测。当氧浓度达到 2%~4% 时,在主控室自动报警并记录。

缓冲罐未进废气时,设备内压力为 0.005MPa (表压),随着废气的进入,缓冲罐的压力逐渐上升。当缓冲罐的压力达到 0.025MPa (表压) 时,第一台压缩机启动运行,将废气压缩并送至衰变箱。如果一台压缩机运行后缓冲罐内的压力继续上升达到 0.03MPa (表压),第二台压缩机投入运行,两台压缩机将废气压至同一个衰变箱。当缓冲罐压力降至 0.005MPa (表压) 时,两台压缩机同时停止运行。

手动控制切换衰变箱和废气排放。

(2) 含氧废气子系统。

由核岛疏水排气系统收集汇总的含氧废气由本子系统的风机抽吸进来,经电加热器加热后,使废气相对湿度维持在 40% 以下,以保证碘吸附器的正常工作,最后由排气风机送至核辅助厂房的通风系统。当核辅助厂房通风系统排风管线发生故障时,本系统风机停运。

(3) 特殊瞬态运行。

含氢废气子系统的特殊瞬态运行与核岛贮存反应堆冷却剂的箱、槽的吹扫有关。考虑下列三种瞬态运行:化学和容积控制箱的吹扫排气;反应堆冷却剂系统稳压器卸压箱、核岛疏水和排气系统的反应堆冷却剂疏水箱、硼回收系统前贮槽的吹扫排气;反应堆冷却剂系统稳压器、卸压箱阀后管路的吹扫排气。

6.2 液体废物处理系统

6.2.1 系统功能

废液处理系统为两堆共用,用于接收、贮存、处理、监测核电厂控制区产生的各类放射性废液,其中包括:

(1) 由核岛疏水和排气系统收集的各类放射性废液。

(2) 核岛废液排放系统和常规岛废液排放系统需要重新处理的废液。

(3) 由放射性废水回收系统收集的放射性洗衣房废液及其他化学废液。

(4) 由硼回收系统中间贮槽和浓缩液监测槽排到本系统的废液。

本系统年处理废液量按 20 000m³ (两堆) 考虑,其中工艺排水为 4500m³/a,地面排水为 10 000m³/a,化学排水为 3000m³/a,服务排水为 2500m³/a。根据废液的放射性浓

度和化学杂质含量分类收集,分别处理。废液处理原则如下:

(1) 地面排水和服务排水:对于带有各种化学杂质的放射性浓度低于排放控制值的地面排水和服务排水,一般经过过滤即可直接排放。

(2) 工艺排水:对于放射性浓度高,化学杂质含量低的工艺排水,一般需经过滤和除盐处理。

(3) 化学排水:对于放射性浓度高、化学杂质含量也高的化学排水,一般采用蒸发处理。

废液处理系统具体处理方法依据表 2.3-33 确定。

表 2.3-33 放射性废液处理方法

化学物质含量	放射性浓度	
	不大于 1.85×10^7 Bq/m ³	大于 1.85×10^7 Bq/m ³
高	过滤	除盐
低	过滤	蒸发

本系统没有直接安全功能,但由于所处理的废液具有放射性,设计时要考虑防止泄漏的措施。

废液处理系统的一些设备(如地面排水槽、化学排水槽、工艺排水槽、蒸发器、蒸馏液监测槽、浓缩液槽)安装在滞留间内,以防止设备破损情况下的液体溢流和污染扩散。滞留间的滞留能力应保证能容纳设备破裂时泄漏的所有液体。

本系统热交换器设备冷却水侧的安全等级为 3 级, RCC-M 级为 3 级,抗震类别属抗震 II 类。其余设备的核安全等级为 NC, RCC-M 级为 NA,抗震类别属 NO。

下面以秦山第二核电厂为例说明废液处理系统的组成和运行。

6.2.2 系统和设备描述

废液处理系统工艺流程见图 2.3-29。

(1) 地面排水处理。

地面排水被接收在地面排水槽内,经取样分析确定废液可以直接排放时,用地面排水泵送至过滤器,废液经过滤后送核岛废液排放系统监测后排放。过滤器由两台并联的过滤器组成,互为备用。每台过滤器的生产能力为 27.2m³/h。

(2) 工艺排水处理。

工艺排水被接收在工艺排水槽内,经取样系统取样分析后,用工艺排水泵送至过滤器过滤掉悬浮杂质后,依次进入阳床除盐器、混床除盐器和树脂滞留过滤器。根据来水水质,两台除盐器可以串联使用,也可以使废液只经过其中一台除盐器处理。处理后的废液送至监测槽内监测后送核岛废液排放系统监测、排放。除盐器去污系数为 100,处理能力为 10m³/h。

(3) 化学排水处理。

化学排水被接收在化学排水槽内,经取样系统取样分析后,用蒸发器供料泵预过滤器去除悬浮颗粒后进入蒸发器中蒸发处理。蒸发装置由蒸发器、旋风分离器、泡罩塔、凝汽器、蒸馏液冷却器等设备组成。蒸发器的处理能力为 3.5m³/h,去污系数为 10³。

蒸发产生的二次蒸汽经旋风分离器、泡罩塔净化后,进入凝汽器凝汽,凝汽液经冷却器冷却后进入蒸馏液监测槽。蒸馏液经监测后送往核岛废液排放系统。浓缩液从蒸发器底部自流入浓缩液槽,然后用浓缩液泵将其送入固体放射性废物系统浓缩液接收槽待固化处理。

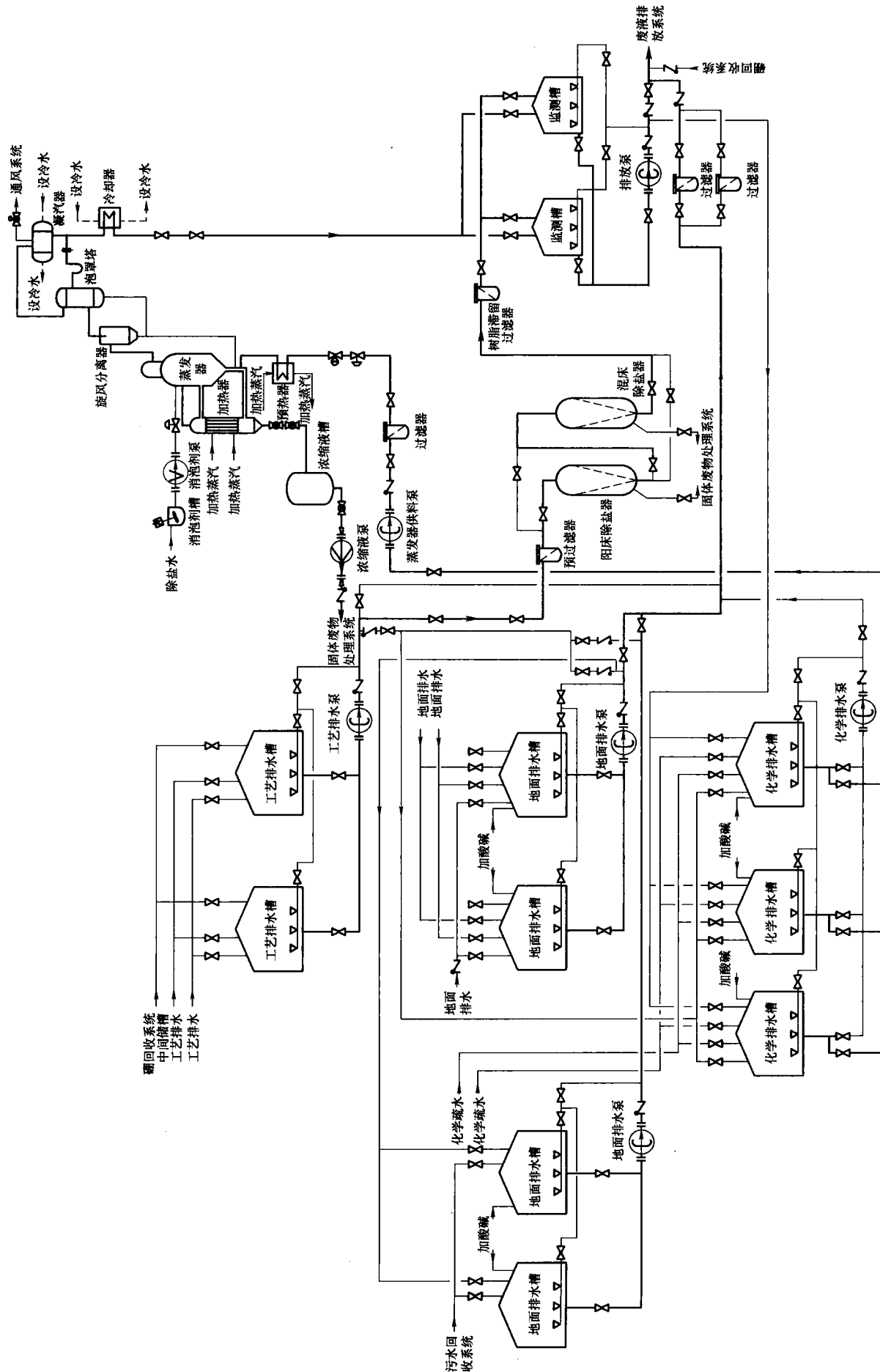


图 2.3-29 废液处理系统流程简图

本系统设有消泡剂注入装置,当处理易起泡废液(如洗涤废液)时,可将消泡剂注入蒸发器,以减少放射性核素的雾沫夹带。

为调节废液的 pH 值和氢氧化钠与硼酸之比,本系统设有酸液、碱液添加装置。对于硼浓度为 40 000ppm 的浓缩液,通过加入氢氧化钠溶液,使得钠硼比 K 为 0.2~0.25。当 K 值小于 0.2 时,会出现硼酸结晶, K 值大于

0.25 时,会出现 $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$ 结晶。通过向废液中加入酸、碱试剂,使得排入核岛废液排放系统的废液 pH 值满足排放要求。

设计中还考虑了工艺排水和地面排水可以进行蒸发处理;当化学排水和工艺排水的放射性浓度低于排放控制值时,也可经过滤后直接排放。

本系统主要设备特性见表 2.3-34。

表 2.3-34

废液处理系统主要设备特性

(1) 废液接收单元	工艺排水槽两个 1) 有效容积 2) 主要材料	5m ³ /个 不锈钢	工艺排水泵一个 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧室离心泵 14m ³ /h 103m 不锈钢
	地面排水槽两个 1) 形式 2) 有效容积 3) 主要材料	卧式离心泵 20m ³ /个 不锈钢	地面排水槽两个 1) 有效容积 2) 主要材料	40m ³ /个 不锈钢
	地面排水泵两台 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧式离心泵 27m ³ /h 87m 不锈钢	地坑泵一台 1) 流量 2) 扬程 3) 主要材料	6.6m ³ /h 33m 不锈钢
	化学排水槽三个 1) 有效容积 2) 主要材料	50m ³ /个 不锈钢	化学排水泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧式离心泵 27m ³ /h 87m 不锈钢
(2) 过滤净化单元	直接排放过滤器两台 1) 形式 2) 流量 3) 过滤粒度 4) 过滤效率 5) 主要材料	滤芯式 27m ³ /h 5μm 98% 不锈钢		
(3) 化学中和单元	酸泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 主要材料	计量泵 160L/h 不锈钢	碱泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 主要材料	计量泵 160L/h 不锈钢
(4) 蒸发净化单元	蒸发器供料泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧式离心泵 5m ³ /h 56m 不锈钢	蒸发器预过滤器一台 1) 形式 2) 流量 3) 过滤粒度 4) 过滤效率 5) 主要材料	滤芯式 4m ³ /h 100μm 98% 不锈钢
	预热器一台 1) 处理流量 管程(冷废液) 壳程(加热蒸汽) 2) 主要材料	3.5m ³ /h 0.34t/h 不锈钢	蒸发器一台 1) 设备形式 2) 处理能力 3) 工作温度 4) 净化系数 5) 主要材料	外加热自然循环 ^① 3.5m ³ /h 108℃ 10 ³ 不锈钢
	加热器一台 1) 处理能力 2) 蒸汽耗量 3) 主要材料	3.85m ³ /h 4.6t/h 不锈钢	旋风分离器一台 1) 处理能力 2) 主要材料	1.7m ³ /s 不锈钢
	泡罩塔一台 1) 处理能力 2) 主要材料	1.7m ³ /s 不锈钢	蒸馏液凝汽器一台 1) 处理能力 2) 设备冷却水用量(35℃时) 3) 主要材料	3.5t/h 123t/h 不锈钢

续表

(4) 蒸发净化单元	蒸馏液冷却器一台 1) 处理能力 2) 设备冷却水用量 (35℃时)	3.5t/h 11.2t/h	凝汽水冷却器一台 1) 设备冷却水用量 (35℃时) 2) 主要材料	10.8t/h 不锈钢
	浓缩液槽一个 1) 有效容积 2) 主要材料	3m ³ 不锈钢	浓缩液泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧式离心泵 5m ³ /h 40m 不锈钢
(5) 消泡装置	消泡剂槽一个 1) 有效容积 2) 主要材料	0.2m ³ 不锈钢	消泡剂泵一台 1) 类型 2) 流量 3) 主要材料	计量泵 25L/h 不锈钢
(6) 除盐净化单元	除盐器预过滤器一个 1) 形式 2) 额定流量 3) 过滤粒度 4) 过滤效率 5) 主要材料	滤芯式 10m ³ /h 5μm 98% 不锈钢	阳床除盐器、混床除盐器各一个 1) 处理能力 2) 去污系数 3) 主要材料	10m ³ /h 10~100 不锈钢
	树脂滞留过滤器一个 1) 形式 2) 额定流量 3) 过滤粒度 4) 过滤效率 5) 主要材料	滤芯式 10m ³ /h 25μm 98% 不锈钢		
(7) 监测排放单元	监测槽两个 1) 有效容积 (槽) 2) 主要材料	35m ³ 不锈钢	废液排放泵一台 1) 形式 2) 额定流量 3) 扬程 4) 主要材料	卧式离心泵 50m ³ /h 45m 不锈钢

① 有的核电厂的蒸发单元采用强制循环蒸发器, 设有大流量强制循环泵循环, 可有效防止蒸发器和加热器内产生结垢。

6.2.3 运行方式

本系统的运行状态可以分为正常运行、特殊稳态运行。

6.2.3.1 正常运行

废液处理系统的正常运行由手动控制, 运行人员通过辅助控制室来监控系统的运行。

(1) 废液贮槽。

本系统为接收每类废液至少设有两个贮槽, 互为备用。

贮槽中的废液在混合均匀后, 通过取样分析监测放射性浓度和化学成分, 以确定其处理方法。

工艺排水以 10m³/h 的流量通过除盐器。当工艺排水受到化学污染时可转送至化学排水槽, 然后再蒸发处理。符合排放要求的工艺排水通过排放过滤器过滤后用泵送至核岛废液排放系统监测、排放。

地面排水以 27.2m³/h 的流量经过滤器过滤后排放, 当其放射性浓度高于排放控制值时, 送往化学排水槽蒸发处理。

化学排水以 3.5m³/h 的流量进行蒸发处理, 当其放射性浓度低于排放控制值时, 亦可直接经过滤器过滤后送往核岛废液排放系统监测、排放。

(2) 蒸发器装置。

蒸发装置包括如下工作状态:

状态 0 (长期停车): 蒸发装置与其他相关系统完全隔离。除加热器的排气阀和蒸馏液凝汽器的排气阀打开外, 所有的泵停运, 所有的阀门关闭。

状态 1 (进料): 由蒸发器供料泵向蒸发器供料, 从状

态 0 进入状态 1。

状态 2 (升温准备): 手动指令从状态 1 到状态 2。蒸馏液凝汽器设备冷却水的出口阀打开, 随之辅助加热蒸汽入口阀打开。

状态 3 (升温): 将蒸发器中的废液逐渐加热到约 100℃, 手动指令从状态 2 到状态 3。

状态 4 (浓缩液排放): 蒸发装置采用连续进料, 蒸馏液连续出料, 浓缩液一次出料的生产工艺。因此, 每次蒸发操作中, 当浓缩液取样分析, 其组分达到预定值时, 就可以认为这次蒸发结束, 浓缩液可以出料。状态 4 包括“状态 4.1 (浓缩液排放准备)”和“状态 4.2 (浓缩液排放)”。

状态 5 (生产): 本状态的目的是为了将放射性废液经过蒸发分成包含几乎全部放射性盐类和悬浮固体的浓缩液及“干净”的蒸馏液, 以便于进一步处理。

状态 6 (热备用): 状态 3 结束时, 蒸发器转入“状态 5”或“状态 6”。当接到保护装置发出的“报警”信号时, 蒸发器也可以转入“状态 6”。工况为蒸发器处于隔离状态 (不进料, 也不出料); 只有间歇的辅助蒸汽加热, 维持蒸发器内的液体温度为 90~95℃; 设备冷却水的流量控制在最低水平。

正常运行条件下, 蒸发装置手动启动, 状态稳定后自动运行。蒸发装置处理能力为 3.5m³/h。考虑泡罩塔 10% 的回流量, 蒸发器的蒸发能力为 3.85m³/h。通过调节加热蒸汽量使蒸发速率保持一定, 通过控制进料阀保持蒸发液位恒定。凝汽器凝汽量按 3.85m³/h (液) 设计。凝汽器与废液

处理系统的含氧废气子系统相连,以排出不凝性气体。蒸馏液经冷却器冷却后温度不超过 50℃。蒸发器浓缩液的含盐量、放射性浓度及 NaOH 与 H_3BO_3 的比值由蒸发器下循环管取样分析测定,可由消泡剂装置向蒸发器注入 NaOH 溶液,以保证蒸发过程中废液酸、碱度适当,避免硼酸盐结晶。在正常情况下蒸发装置的去污系数为 10^3 。

(3) 除盐器。

工艺排水取样分析后进行除盐处理,其处理能力为 $10m^3/h$,处理后的废液送监测槽监测,离子交换处理去污系数约为 100。除盐器手动启动。

(4) 监测槽。

槽内废液必须经取样分析,放射性浓度不超过排放控制值时,才能送核岛废液排放系统监测、排放。

6.2.3.2 特殊稳态运行

(1) 硼回收系统除气后的反应堆冷却剂的处理。

在下列情况下,硼回收系统中间贮槽中的废液送本系统工艺排水贮槽:

1) 硼回收系统蒸发器长期不能使用。

2) 反应堆冷却剂回路中氘浓度过高,这种情况下处理后的废液不再返回反应堆冷却剂回路,而是经液体废物处理系统进行排放。

(2) 当核岛、常规岛废液排放系统储槽和本系统监测槽内废液的放射性浓度高于排放控制值时,可送至本系统化学排水槽,然后进行蒸发处理。

6.3 固体废物处理系统

6.3.1 系统功能

固体废物处理系统主要是收集、贮存、整备和处理机组运行及检修时产生的放射性干、湿固体废物,使其符合运输、贮存和处置标准的要求。

本系统分为两部分:废物处理站(在核辅助厂房内)、废物处理辅助厂房。

各部分的功能如下:

(1) 废物处理站主要是将浓缩液和废树脂收集贮存衰变后与干混料(水泥及辅料)混合固化在混凝土容器中,废过滤器芯子用湿混料(水泥浆)固定在混凝土容器或金属桶中。

(2) 废物处理辅助厂房用于配置水泥干混料及水泥浆,将从废物处理站来的装有固化废物的混凝土容器封盖,对可压缩的固体废物进行压实装桶等。

固体废物处理系统处理的废物包括:废树脂、浓缩液、废过滤器芯子、干固体废物。

1) 废树脂来自化学和容积控制系统、硼回收系统、废液处理系统、蒸汽发生器排污系统、反应堆换料腔及乏燃料水池冷却和处理系统的除盐器。

2) 浓缩液来自于废液处理系统、硼回收系统的蒸发器。

3) 废过滤器芯子来自于化学和容积控制系统、硼回收系统、废液处理系统、蒸汽发生器排污系统、反应堆换料腔及乏燃料水池冷却和处理系统的过滤器。

4) 干废物来自于核电厂控制区内被放射性污染的杂项固体废物,如布、纸、塑料及检修时更换下来的设备零部件等。

废树脂、浓缩液固化于混凝土容器内,可压缩干废物压缩装入 200L 钢桶,不可压缩的干废物用水泥浆固定在 200L 钢桶内。

水泥固化体的性能应符合 GB 14569.1《低中水平放射性废物固化体性能要求 水泥固化体》的要求。

固定废物体应符合 EJ 1186《放射性废物体和废物包的特性鉴定》的要求。

本系统的设备可处理两台机组产生的干、湿固体放射性废物,预计两台机组平均每年产生量(设计值)如下:

废过滤器芯子	220 个
废树脂	36.5m ³
浓缩液	45m ³
干废物(纸、塑料、布等)	约 300m ³ (压缩前体积)

下面以秦山第二核电厂为例说明固体废物处理系统的组成和运行。

6.3.2 系统和设备描述

固体废物处理系统工艺流程简图见图 2.3-30。

(1) 废树脂。

在核辅助厂房内设有两个废树脂贮槽,用来接收、贮存、衰变来自化学和容积控制系统、硼回收系统、废液处理系统、反应堆换料腔及乏燃料水池冷却和处理系统的废树脂。两个贮槽可以根据放射性水平的不同分类贮存废树脂,贮槽内的废树脂可通过自流或水力喷射器送往计量槽,然后分批送往装桶站进行固化。

蒸汽发生器排污系统废树脂的放射性水平一般很低,通常在核辅助厂房收集到槽车内,运至废物处理辅助厂房,卸入废树脂池。衰变一段时间后,经检测可装入 200L 钢桶作为非放射性废物处理。

(2) 浓缩液。

浓缩液来自废液处理系统和硼回收系统。在核辅助厂房内设有—浓缩液贮槽,为防止硼酸盐结晶,利用加热系统分别对管道和贮槽加热,在贮槽进料和排料时,利用搅拌器搅拌混合。浓缩液通过计量槽送往装桶站进行固化。

(3) 废过滤器芯子的更换。

使用过滤器芯子更换容器来拆除、运输废过滤器芯子。容器用铅作为屏蔽层,外敷不锈钢。废过滤器芯子从过滤器间取出后,装入转运容器,然后将转运容器运往装桶站上方,通过专用输送通道将过滤器芯子放入已就位的混凝土容器内。

(4) 装桶站。

装桶站设在核辅助厂房内,从废物处理辅助厂房运来的干混料在装桶站与废树脂和浓缩液在混凝土容器内混合固化,废过滤器芯子用混凝土固定在混凝土容器中。所有操作均在铅玻璃屏蔽窗外遥控进行。装桶站分为五个工作站:

第 1 站:空桶及装有废物的混凝土容器暂存区。

第 2 站:混凝土容器的加盖和取盖。作为空气闸门间,以防放射性物质逸出。

第 3 站:将废过滤器芯子固定在混凝土容器内,它包括一根的混凝土进料管和振动台。

第 4 站:将废树脂和浓缩液与干混料混合固化在混凝土容器内。

第 5 站:废过滤器芯子从防护容器卸入混凝土容器中。

在装桶站由运输小车将空桶送入或将装有废物的容器送出空气闸门。用一台输送装置将空桶由空气闸门送到各个工作站,并按工艺要求就位。在第 3 站安装一台振动台,用于振动固定有过滤器芯子的混凝土容器,使水泥砂浆密实。第 4 站是废树脂和浓缩液装桶站,混合器采用桶内搅拌方式。本站还设有清洗系统、通风系统和操作监视系统。第 5 站用于将废过滤器芯子由防护容器内卸出,通过专用防护通道放入就位的混凝土容器中。装桶站内设置接液盘、导液管及接液槽。

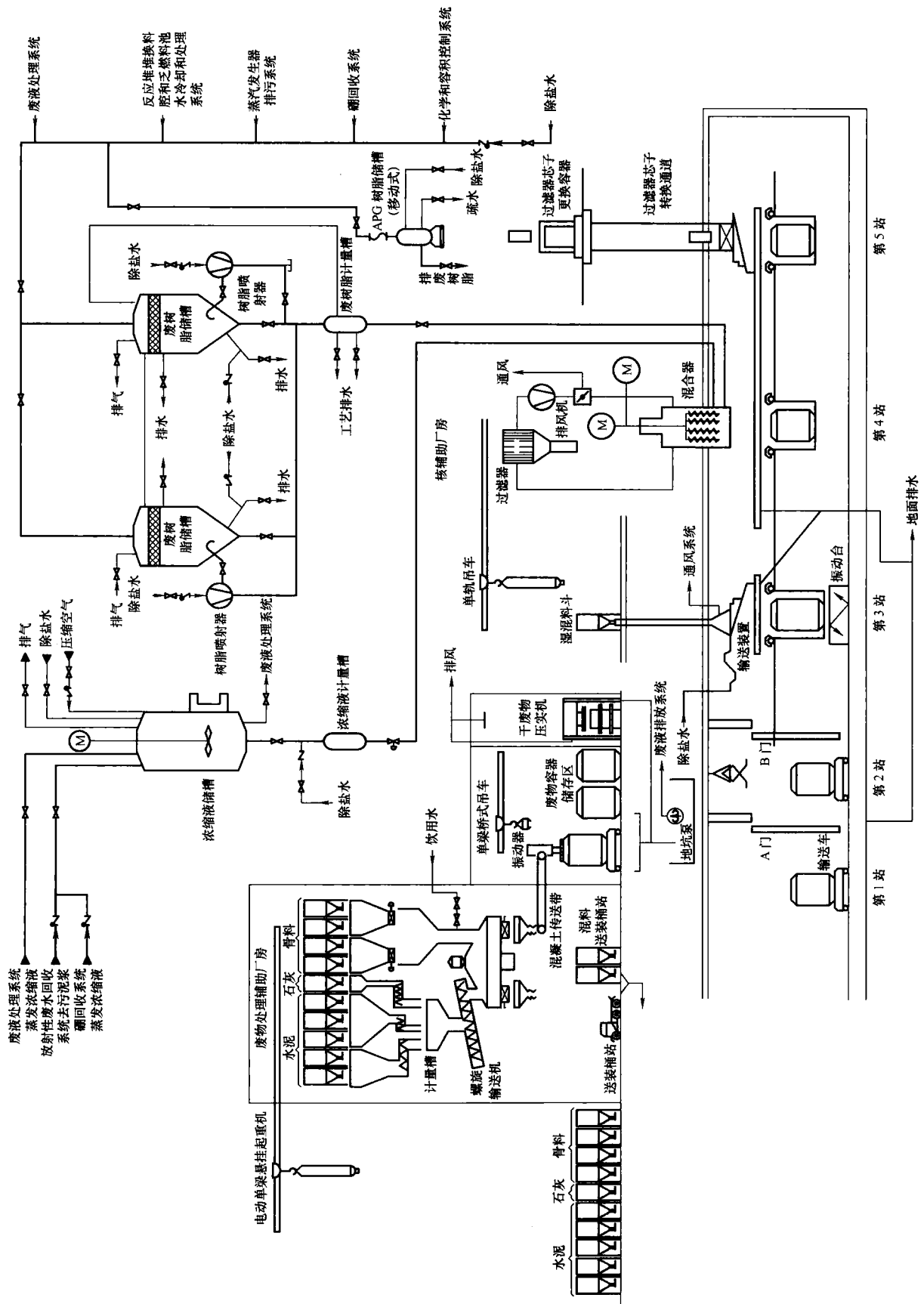


图 2.3-30 固体废物处理系统工艺流程简图

装桶站设计生产能力为每 8h 至少能装 4 桶。

废物装桶后盖上临时桶盖，并在暂存间暂存 24h，然后运往废物处理辅助厂房进行最后封盖，并贮存 28d 以上以进行混凝土养护，而后运往固体放射性废物暂存库暂存。

(5) 固化用料的配制。

废物固化用料的配料在废物处理辅助厂房内进行。用汽车运来的各种配料：水泥、添加剂等分别卸到放在地面的各料斗仓中，然后用单轨吊车将各料斗仓吊到各进料仓上方就位。物料由进料仓排出，经电子秤计量，由输送机送入混合搅拌机搅拌。干混合料和混凝土混合料分别放入不同的料斗仓中，然后用车运至核辅助厂房的装桶站供水泥固化装桶之用。

(6) 固化及固定用混凝土容器。

核电厂主要采用 4 种标准型号的混凝土容器盛装固化废物。浓缩液装入 CD1、CD2 型容器，废树脂装入 CD1、CD2、CD3 型容器，废过滤器芯子装入 CD4 型容器。

混凝土容器应符合 EJ 914《低中水平放射性废物的混凝土容器》的要求。混凝土容器的特性参数见表 2.3-35。

装桶后混凝土废物容器外表面剂量率应不大于 2mSv/h，距容器外表面 1m 处的表面剂量率应不大于 0.1mSv/h。

表面剂量率小于 2mSv/h 的废过滤器芯子则被放入

200L 金属桶中固定。

表 2.3-35 混凝土容器的特性参数

类型	外径 (m)	内径 (m)	壁厚 (m)	高度 (m)	有效容积 (m ³)	质量 (t)
CD1	1.40	1.10	0.15	1.30	0.95	4~5
CD2	1.40	0.80	0.30	1.30	0.35	4~5
CD3	1.40	0.60	0.40	1.30	0.14	4~5
CD4	1.10	0.80	0.15	1.30	0.5	3

(7) 干废物。

核电厂内的其他被放射性污染的干废物（如布、纸、塑料及废的设备零部件等），两台机组每年产量约 300m³（压实前设计值），其中 85% 为可压实废物，15% 为不可压实废物。它们在产生地按照可压实与不可压实及不同的污染程度被收集在不同颜色的塑料袋内送到废物处理辅助厂房进行分检。这些可压实废物通过压实机压入 200L 钢桶内。钢桶应符合 EJ 1042《低中水平放射性废物的钢质容器钢桶》的要求。

固体废物处理系统主要设备特性见表 2.3-36。

表 2.3-36 固体废物处理系统主要设备特性

—— 浓缩液贮槽 数量 有效容积 主要材料	1 个 5m ³ 不锈钢	—— 废树脂贮槽 数量 有效容积 主要材料	2 个 9m ³ 不锈钢
—— APG 废树脂贮存槽（移动式） 数量 有效容积 主要材料	1 个 3m ³ 不锈钢	—— 浓缩液计量槽 数量 有效容积 主要材料	1 个 0.032m ³ 不锈钢
—— 废树脂计量槽 数量 有效容积 主要材料	1 个 0.046m ³ 不锈钢	—— 浓缩液搅拌机 数量 转速 主要材料	1 个 140r/min 不锈钢
—— 树脂喷射器 数量 除盐水流量 树脂流量	2 台 7.5m ³ /h 2.5m ³ /h	—— 过滤器芯子更换容器 数量 铅厚 主要材料	1 个 100mm 不锈钢、铅
—— 混合器 数量 主要材料	1 个 不锈钢	—— 输送装置 数量 输送能力 输送速度 主要材料	1 台 60kN 3m/min（水平） 1m/min（垂直） 碳钢
—— 输送车 数量 输送能力 输送速度 主要材料	1 辆 60kN 3m/min 碳钢	—— 振动台 振动器数量 电功率 主要材料	2 个 7kW 碳钢
—— 螺旋输送机 数量 电功率 主要材料	1 台 2.5kW 碳钢	—— 风机 数量 电功率 主要材料	1 台 2.5kW 碳钢
—— 过滤器 数量 过滤器处理能力 主要材料	1 台 1000m ³ /h 不锈钢	—— 电动单梁悬挂起重机 数量 起重重量 起升高度	1 台 75kN 6m

续表

---- 单轨吊车 数量 起重量 起升高度	1 台 50kN 6m	—— 吊具 数量 起重量	1 台 3kN
—— 压实机 数量 压实力	1 台 10t		

6.3.3 运行方式

装桶站设备安装在带屏蔽的房间内，配有空气闸门和电动操作屏蔽门，控制设备安装在墙外。操作人员可通过铅玻璃进行监控。空桶用车运至核辅助厂房内，由运输小车将桶送入空气闸门间，然后由自动运输装置送入装桶走廊。只要装桶运行一开始，空气闸门就会自动封闭。运输装置按要求自动将桶送往装桶生产线的各站。装有固化或固定废物的废物桶由运输装置送回空气闸门，如果桶外部被污染，将在此进行清洗去污。在存放 24h 后，废物桶将运往废物辅助厂房进行最后封盖，并贮存 28d 以上以进行混凝土养护，然后运往固体放射性废物暂存库贮存，贮存期满后运往中、低放废物处置场进行处置。

在废物辅助厂房内的废物贮存区分为两个养护区，一个区贮存水泥桶装废物，另一个区贮存金属桶装固体放射性废物。

6.3.4 放射性固体废物最小化技术

为了实现放射性废物最小化的目标，一些固体废物处理新技术被应用到工程实践中。

(1) 对于干废物采用超级压实技术：把初级压实后的固体废物及一些金属件在超级压实机上进一步压实，形成废物饼，然后装入金属桶中，总减容比可达 5~6 倍。

(2) 改进水泥固化包装容器，以钢桶代替混凝土桶，对于表面剂量率超标的钢桶，在运输时外加屏蔽运输容器。与普通水泥固化相比，采用此项改进可使废物包体积减小约一半。

(3) 浓缩液采用 HEST 高效固化技术，减容比可达 5 倍。

(4) 采用废树脂改良型水泥固化技术，在保障固化体性

能的前提下，提高废物的包容率。

(5) 建设焚烧装置，用于焚烧核电厂运行过程中产生的可燃废物，达到高减容比。

6.4 废物的贮存和处理

6.4.1 废液排放系统

废液排放系统包括核岛废液排放系统和常规岛废液排放系统，下面以秦山第二核电厂为例说明废液排放系统的装置和运行。

6.4.1.1 核岛废液排放系统

(1) 系统功能。

核岛废液排放系统具有以下功能：

1) 收集、贮存、监测核岛产生的放射性废液，并有控制地向环境排放放射性水平低于排放控制值的废液。废液按照“槽式排放”原则经逐槽监测后排放。

2) 将不符合排放要求的放射性废液返回到废液处理系统进行处理。

3) 监测排放废液的放射性浓度和计量排放的废液量。

(2) 系统和设备描述。

核岛废液排放系统的工艺流程见图 2.3-31。

核岛废液排放系统有三个相同容积的废水贮槽，每个贮槽的有效容积为 500m³。其中一个贮槽装满后进行监测，另一个贮槽开始接收废液，第三个贮槽中废液可进行监测后的排放。贮槽内设置喷射搅拌装置以防止固体颗粒在槽底沉积，并使取样具有代表性。每个槽设有一台排放泵，用于在取样分析之前通过喷射器搅拌槽内废液，也用于排放废液或将废液送回废液处理系统重新处理。

核岛废液排放系统设备布置在核岛废液贮罐厂房内。本

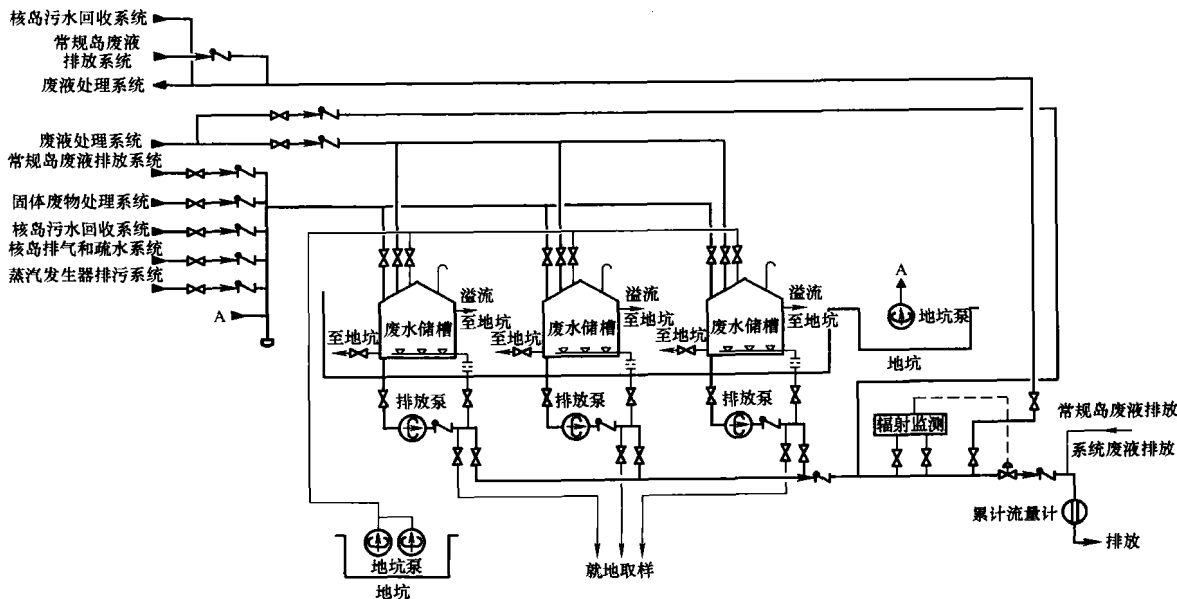


图 2.3-31 核岛废液排放系统工艺流程图

系统设有滞留池，可容纳三个贮槽破裂后产生的废液，以防止放射性废液向环境扩散。系统主要设备为废水贮槽和排放泵，设备特性见表 2.3-37。

表 2.3-37 核岛废液排放系统主要设备特性

— 废水贮槽		— 排放泵	
数量	3	数量	3
类型	立式圆筒形	类型	离心式
每个贮槽有效容积	500m ³	额定流量	170m ³ /h
设计压力	常压	扬程	40m
设计温度	60℃	材料	不锈钢
材料	碳钢		

(3) 运行方式。

本系统分为正常运行和特殊瞬态运行两种情况。

1) 正常运行。

正常运行状态下核岛内各系统来的放射性废液进入核岛废液排放系统的废水贮槽，三个废水贮槽轮换进料、监测和排放，以实现“槽式排放”。贮槽内废液经充分混合以取得有代表性的样品，样品经监测，如果放射性浓度不超过废液排放控制值，可用排放泵将其经排放管线排入核电厂冷却水排水渠。在排放管线上设有调节阀，可根据排水渠提供的稀释能力调节排放流量。

当贮槽液位处于低液位时，排放泵自动停运，排放终止。

排放管线为所有废水贮槽共用，并设有一个流量调节阀和累积流量计。在排放管线上还设有辐射监测报警装置，以防人为失误导致超标废液误排放（当废液的放射性浓度超过排放控制值时，根据辐射监测报警信号隔离阀自动关闭）。

2) 特殊瞬态运行。

本系统特殊瞬态运行包括：核岛废液排放系统贮槽中的废液放射性浓度超过排放管理限值时，需要将废液返回到废液处理系统贮槽重新进行处理；当废液处理系统暂不能投入运行时，废液可送到常规岛废液排放系统贮槽暂存。

6.4.1.2 常规岛废液排放系统

(1) 功能。

常规岛废液排放系统具有以下功能：

1) 收集、贮存、监测常规岛产生的可能带放射性的废液，并有控制地向环境排放放射性水平低于排放控制值的废液。废液按照“槽式排放”原则经逐槽监测后排放。

2) 将不符合排放要求的放射性废液返回到废液处理系统进行处理。

3) 监测排放废液的放射性浓度和计量排放的废液量。

(2) 系统和设备描述。

常规岛废液排放系统工艺流程简图见图 2.3-32。

常规岛废液排放系统用于收集、贮存、监测和排放常规岛废液收集系统收集的废液。这些废液主要来自：

- 1) 凝汽器疏水。
- 2) 汽轮机厂房中蒸汽—水循环疏水。
- 3) 疏水回收坑排水。
- 4) 凝汽液泵池收集疏水。
- 5) 特殊工况下，接收常规岛废液贮罐厂房废液。

本系统的主要设备是三个容积各为 500m³的废水贮槽和三台排放泵，用于接收、贮存和排放所接收的废液。废液的排放应按“槽式排放”的原则经逐槽监测后排入环境。

常规岛废液排放系统设备布置在常规岛废液贮罐厂房内，系统主要设备为废水贮槽和排放泵，设备特性见表 2.3-38。

表 2.3-38 常规岛废液排放系统主要设备特性

— 废水贮槽		— 排放泵	
数量	3	数量	3
类型	立式圆筒形	类型	离心泵
每个贮槽有效容积	500m ³	额定流量	170m ³ /h
设计压力	常压	扬程	40m
设计温度	60℃	材料	不锈钢
材料	碳钢		

(3) 运行方式。

本系统分为正常运行和特殊瞬态运行两种情况。

1) 正常运行。

正常运行状态下从常规岛核岛内各系统来的可能带放射

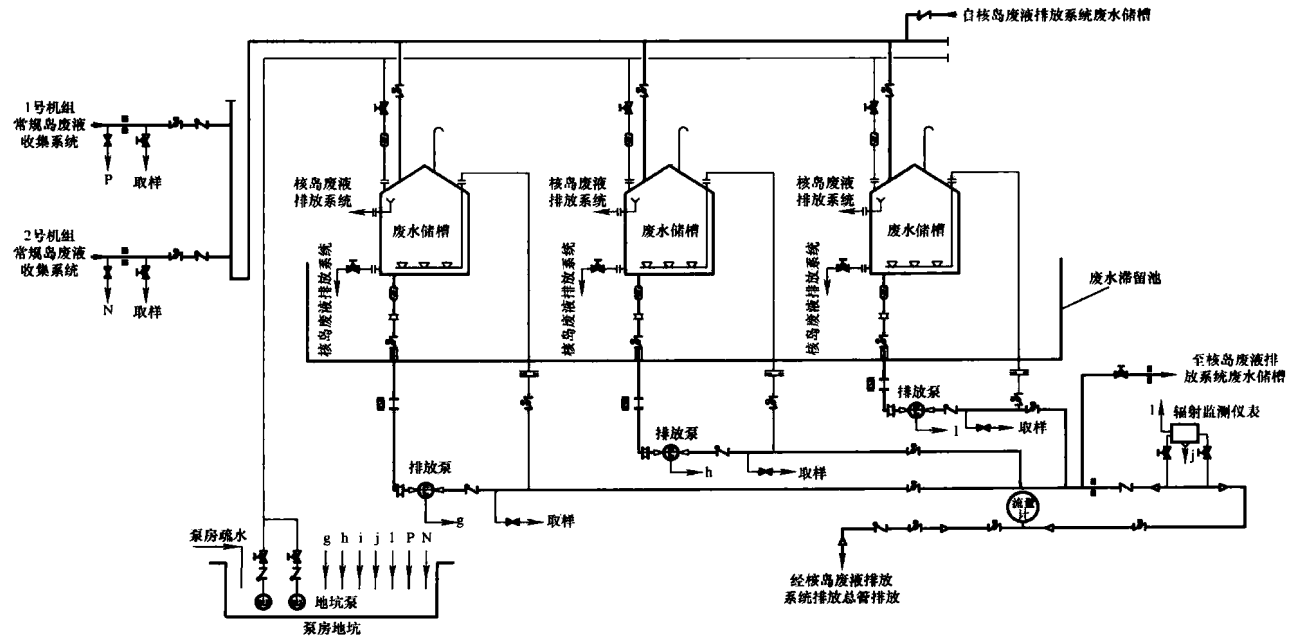


图 2.3-32 常规岛废液排放系统工艺流程简图

性的废液进入常规岛废液排放系统的废水贮槽中,三个废水贮槽轮换进料、监测和排放,以实现“槽式排放”。贮槽废液经充分混合后以取得有代表性的样品,样品经监测,如果放射性浓度不超过废液排放控制值,可用排放泵将其经排放管线排入核电厂冷却水排水渠。在排放管线上设有调节阀,可根据排水渠提供的稀释能力调节排放流量。

当贮槽液位处于低液位时,排放泵自动停运,排放终止。

排放管线为所有废水贮槽共用,并设有一个流量调节阀和累积流量计。在排放管线上还设有辐射监测报警装置,以防人为失误导致超标废液排放时的误排放(当废液的放射性浓度超过排放控制值时,根据辐射监测报警信号隔离阀自动关闭)。

2) 特殊瞬态运行。

本系统特殊瞬态运行包括:常规岛废液排放系统贮槽中的废液放射性浓度超过排放控制值时,需要将废液返回到废液处理系统贮槽重新进行处理;当废液处理系统暂时不能投入运行时,废液可送到核岛废液排放系统贮槽暂存。

6.4.2 固体废物暂存

6.4.2.1 系统功能

固体放射性废物暂存库用于贮存核电厂产生的金属桶废物包和混凝土容器废物包,这些废物包在暂存期满后运往中、低放废物处置场进行处置。

6.4.2.2 系统和设备描述

固体废物暂存库的设计贮存容量按照两台机组运行5年产生的废物量进行设计。所贮存的废物桶包括CD1、CD2、CD3、CD4型混凝土容器及200L钢桶废物包。

废物暂存库为单层厂房,贮存库分为几个贮存区域,各区域用隔墙隔开。这些区域分别用于存放CD1、CD2、CD3、CD4型混凝土容器及200L钢桶。

废物暂存库还设有引风机房、排放机房、配电间、卫生通道和辐射监测系统。

本厂房的主要设备为双梁桥式遥控吊车,跨度为31.5m,起重量为8t。吊车上装有摄像头,监视器安装在遥控操作间内。该吊车配有混凝土容器和200L钢桶专用吊具。

6.4.2.3 运行方式

用专用叉车或汽车将各种装有放射性废物的废物桶运来,经门斗进入,辐射监测人员对废物桶进行剂量检查,不合格的废物桶应返回进行处理。当废物桶检查合格后,操作人员在遥控操作间把吊车移至门斗附近,通过专用吊具将废物桶吊起放至暂存库指定位置。

在废物暂存厂房为每个废物桶设有存放档案。记录每个桶的类型、规格、产生地点、产生日期、废物主要放射性核素组成及放射性比活度、存放日期、码放位置等。

通过废物贮存库大厅内墙上的摄像头可以观察废物桶的码放情况。

7 常规岛主要工艺系统

7.1 概述

核电站热力系统是一个庞大而且非常复杂的系统,这个系统的功能是把核能转变成机械能,由机械能转变成电能。一回路是核岛的主回路系统;二回路则是常规岛部分的功能转化系统,也是常规岛的核心部分;三回路是开式冷却水循环系统,冷的海水进入凝汽器,热的海水排向大海。由于海

水通过凝汽器的钛管束时,吸收了一部分低压缸排汽的热量(主要是汽化潜热)。凝汽器有持续把低压缸排汽凝结成水从而维持排汽真空的功能。

汽轮发电机组的原则性热力系统由蒸汽系统和给水系统两部分组成。

7.1.1 蒸汽系统

二回路从能量转换的观点看,是热能、机械能、电能的转换过程。从热循环的介质观点看,主要是汽水的反复持续转换过程。核岛的蒸汽发生器,把二回路的给水加热变成汽,蒸汽通过汽轮机把热量转换成机械能,排汽经凝汽器转换成水后,再送到核岛的蒸汽发生器,构成汽—水—汽—水的连续不断的反复转换。

主蒸汽从核岛的蒸汽发生器经主蒸汽管进入主蒸汽联箱,从蒸汽联箱经主蒸汽管道送入汽轮机的高压主汽门,并经调节汽门进入高压缸,从高压缸排汽出口经主蒸汽冷段管到汽水分离再热器,经去湿和再热后,由主蒸汽热段管导入低压主汽门和调节汽门,然后经蒸汽管进入低压缸,最后排入凝汽器。

新蒸汽在由主蒸汽联箱直到由低压缸排入凝汽器的过程中,由于能量转换,即由热能转换成机械能、压力降低、温度降低、比容则急剧增加。

在高压缸内,有两级抽汽供高压加热器加热给水,其中较高一级抽汽也作为汽水分离再热器的热源。高压缸排出的蒸汽进入汽水分离再热器接受再热。

在低压缸内,汽轮机低压抽汽分别加热低压加热器中的给水。

在高压缸排汽中有一部分蒸汽到除氧器供给水除氧加热之用。

从汽水分离再热器出口可以利用一部分蒸汽用于推动给水泵汽轮机,其排汽可直接排入主凝汽器。

在汽轮机紧急停机和大量减负荷运行时,新蒸汽通过旁路直接排到凝汽器和除氧器去。

7.1.2 给水系统

二回路是一个闭合回路。主蒸汽在凝汽器中与三回路的循环冷却海水在凝汽器管束中进行热交换,使得低压缸排汽变成凝结水之后进入热井,凝结水泵把凝结水经精处理后打入除氧器,途经装入凝汽器颈部的三列式双联低压加热器,经过加热后再进入其他各级低压加热器加热。

经过各级低压加热器加热后的凝结水进入除氧器,除氧器具有多种功能,即加热、除氧及贮水作用。

由除氧器水箱引出的给水经给水泵泵入高压加热器,然后进入集水联箱,由集水联箱经给水控制调节系统进入核岛的蒸汽发生器,在蒸汽发生器内与一回路的冷却剂进行热交换,并在其内变成次高压的饱和蒸汽,再次返回常规岛,这样就构成了二回路的完整的闭式循环。

7.2 常规岛主蒸汽系统

常规岛主蒸汽系统将蒸汽发生器产生的新蒸汽输送到下列各个部件和系统:主汽轮机及其辅助设备;汽轮机轴封系统、汽水分离再热器和凝汽器;两台主给水泵汽轮机、辅助蒸汽转换器、除氧器以及通向凝汽器和大气蒸汽旁路系统。

主蒸汽系统跨及核岛和常规岛,常规岛部分的主蒸汽系统管道是从与核岛的接口处开始,各台蒸汽发生器引出的主汽管分别接入主汽联箱,从主汽联箱上通过各接管分别接往汽轮机的主汽门;从联箱的两端分别接出一根支管接往旁路系统的隔离阀和汽水分离再热器新汽进口隔离阀;从另一根

支管分别引往给水除氧器隔离阀、蒸汽转换器进汽隔离阀和汽动给水泵驱动汽轮机的主汽门等。主蒸汽管系一般布置成使各管线都和主蒸汽联箱保持一定的坡度,使管系中产生的

疏水能向蒸汽联箱疏排。主蒸汽管在汽轮机房处设置了防甩击装置。

常规岛主蒸汽系统流程图见图 2.3-33。

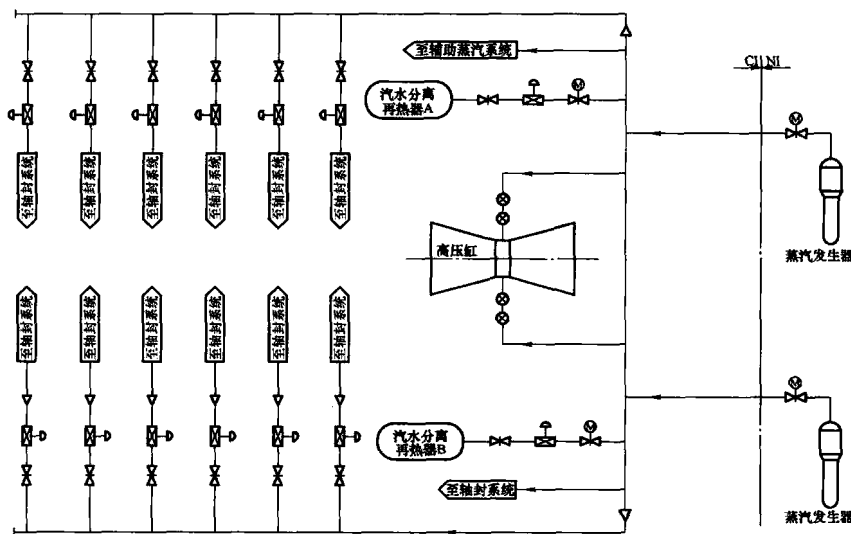


图 2.3-33 常规岛主蒸汽系统流程简图

7.3 汽水分离再热器系统

7.3.1 概述

汽水分离再热器系统是介于汽轮机高压缸与低压缸之间的一个蒸汽除湿加热系统,此系统主要包括供汽系统、排放系统、疏水系统、压力释放等子系统。

新蒸汽在高压缸内做功后,压力和温度降低,湿度增加。本系统的功能是将蒸汽除去其中约 98% 的水分,然后通过再热器提高其温度,再将蒸汽送入汽轮机低压缸继续做功。这样就可使等量的蒸汽做更多的功,从而发出更大的功率,提高汽轮机的热效率,并可减少对低压缸长叶片的冲刷。

高压缸的排汽经冷再热管导入汽水分离再热器,冷再热管内一般设有水滴捕集器,能除去排汽中的部分水分,捕集的水分靠自重流入冷再热与分离器联合疏水箱。进入分离再热器后,首先由于分离段波形分离板的作用除去其中的水分,而后进入位于分离段上方的一级再热器和二级再热器接受再热,最终从顶部的热再热管道排出,送入汽轮机的低压缸。

一级再热器的加热蒸汽为高压缸抽汽,二级再热器为新蒸汽,它们放出热量凝结成水后依据压力的高低,分别经相应的疏水箱进入有关给水加热器。

为减少再热器管束的过冷度以保证再热器的安全,也为了排除不凝结的气体,在再热器联箱的疏水端均需设有专用排放管。此外各疏水箱之间还应有气平衡管,以利于联箱中的积水顺利地排往疏水箱。

为防止汽水分离再热器超压,设有先导安全阀和防爆膜板等卸压保护装置,它们动作时可直接经管道把排汽引至室外。

7.3.2 汽水分离再热器

在汽轮机运转层,每台汽轮机各有两台汽水分离器水平布置在低压缸的两侧,汽水分离再热器受蒸汽冲刷的表面部分一般采用不锈钢的防冲刷屏蔽,它引伸的长度与容器的长

度相同,在防冲刷保护层的端部还装有集水器,以防水沉降到壳体上,汽水分离再热器主要有以下部件:外壳、支撑框架、分离器、再热器管束、上部盖罩和热屏蔽隔层。

7.4 常规岛主给水系统

常规岛主给水系统介于高压给水加热器系统与核岛之间。

经两个并联的高压加热器加热的给水汇入一个连箱,然后进入给水调节站,由调节站调节送往蒸汽发生器的给水流量。为了控制给水循环中水的化学成分,并使蒸汽发生器中腐蚀和固体沉淀减至最少,该系统还应配置化学试剂注入系统。

给水调节站是根据核岛蒸汽发生器的要求来控制每台蒸汽发生器的给水量。

来自高压加热器的给水管道进入联箱,从联箱上给水进入三个独立的给水调节站,每个给水调节站一般有一个 90% 负荷调节阀和一个 15% 负荷旁路调节阀。每个调节阀的两侧装有电动隔离阀,所有隔离阀在接到来自保护系统的控制信号后,能在最大压力和流量下快速关闭。

常规岛主给水系统流程图参见图 2.3-34。

7.5 给水加热及除氧系统

给水加热及除氧系统的流程见图 2.3-35。

7.5.1 低压给水加热器系统

7.5.1.1 系统功能

低压给水加热器的功能是在主凝结水进入除氧器之前利用主汽轮机的抽汽、轴封系统的余汽以及低压再热主汽门和调节汽门阀杆部分漏汽予以加热,从而提高汽轮机热循环效率,并使进入除氧器的主凝结水达到预定的温度。另外,设置于该系统之前的汽轮机轴封加热器也把主凝结水加热,为了保证低压给水加热器热交换的顺利进行,加热器中的不凝结气体均通过专用管路送往凝汽器。

7.5.1.2 系统的构成和工艺流程描述

低压给水加热器系统一般包括各级低压加热器以及全部

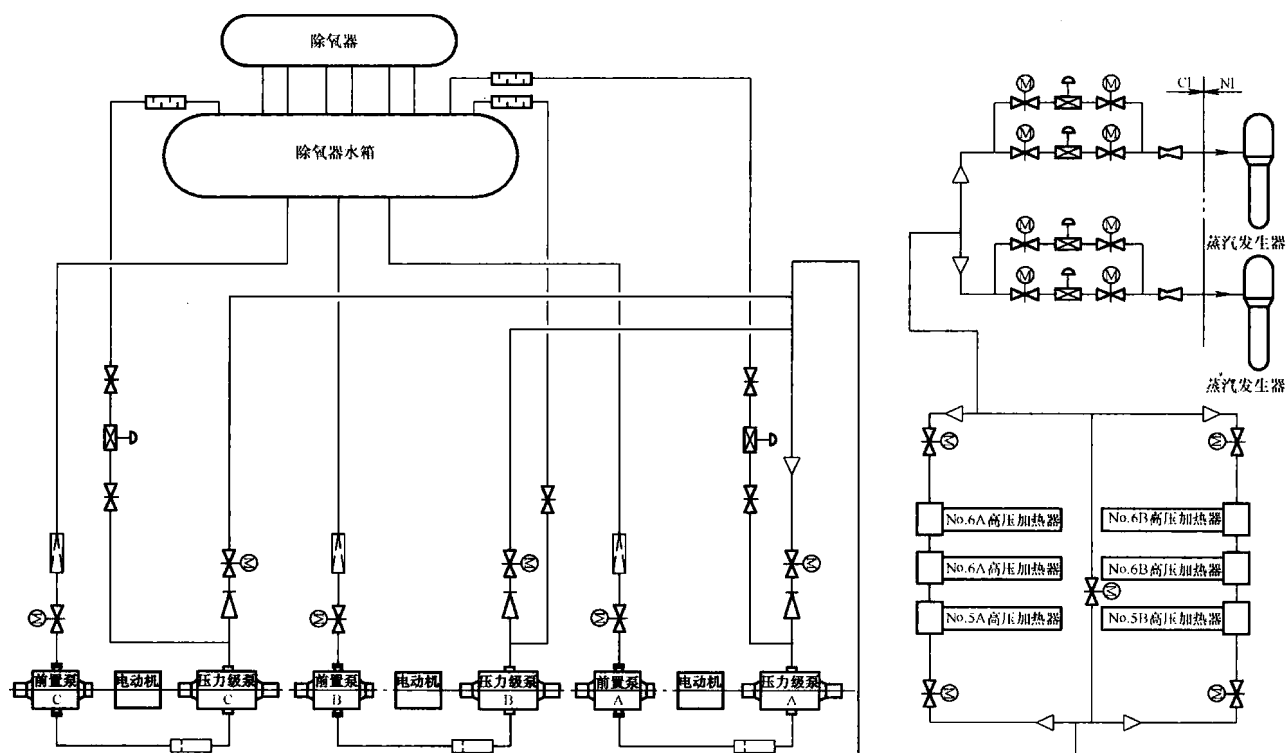


图 2.3-34 常规岛主给水系统流程简图

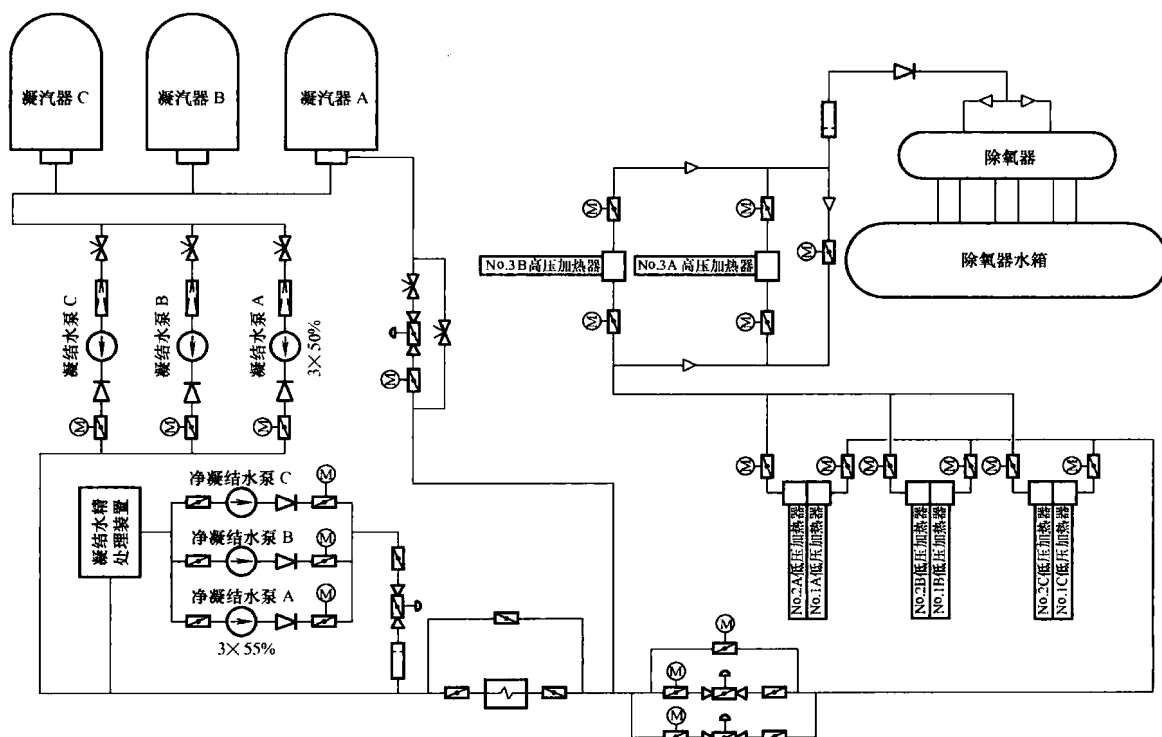


图 2.3-35 给水加热及除氧系统流程简图

连接管系、阀门等设施。

1号、2号低压加热器一般采用“复式加热器”组合在一个壳体内。一般每个凝汽器的顶部各装一组复式加热器。3号、4号低压加热器各有两个加热器，呈双列式布置。

在设计中，通常应考虑复式加热器可以单个的或成组的

被隔离。3号、4号低压加热器在100%反应堆出力下可以隔离一组，也可以短时期隔离两组。当加热器被隔离时，可通过旁路阀保持向除氧器输送凝结水。

7.5.1.3 抽汽系统

复合式1号、2号低压加热器所用抽汽一般是由低压缸

的1级抽汽和2级抽汽(依次自低压端开始编号)提供。抽汽管从汽轮机到加热器应保证具有连续的坡度。

3号和4号低压加热器一般分两组布置。3号低压加热器的抽汽取自低压缸及部分阀杆漏汽,4号低压加热器所用的抽汽全部由低压缸的4级抽汽提供。3级和4级低压抽汽管上设有止回阀,该阀尽可能靠近加热器,以防止甩负荷时蒸汽反向流入汽轮机,而抽汽管上隔离阀则尽量靠近加热器,以防止由于管子泄漏或疏水阻塞而导致水进入抽汽管道。每个隔离阀和止回阀的汽轮机侧设有疏水管道。疏水管的尺寸选择可保证能通过汽轮机暖机时所积累的最大凝汽水量,并排放到低压加热器抽汽疏水箱中。

7.5.1.4 排气系统

给水加热器壳体均设有放气点,以便于将不凝结气体排走,否则这些气体会影响传热和引起管道设备的腐蚀,从而影响加热器的性能。每个加热器的放气都直接通向凝汽器。每根放气管在终点处有一个孔板,在靠近加热器处有一个隔离阀,但在1号和2号低压加热器的放气管上设有隔离阀。

7.5.1.5 疏水系统

给水加热器疏水系统能确保有效地和有控制地除去加热器壳体中积聚的凝结水。

7.5.2 给水除氧器系统

7.5.2.1 概述

给水除氧器系统是核电站二回路主要热力循环中的一个重要组成部分。该系统接收低压给水加热系统供给的初步升温的给水,经本系统加热除氧后送往给水泵,再经过高压加热器给水加热系统,加热达到要求温度后,送往反应堆厂房的蒸汽发生器。在机组正常运行时,该系统所需的加热蒸汽一般由汽轮机高压缸排汽供给。

7.5.2.2 系统功能

给水除氧器系统的基本功能是排除给水中的含氧和其他不凝结气体,最大限度地减少蒸汽发生器、汽轮机及热力系统中的一切辅机、辅助设备和管阀的腐蚀。除氧加热汽源包括抽汽(高压缸排汽)和辅助蒸汽。其具体功能如下:

(1) 向给水泵提供连续的,满足温度、流量和含氧量要求的给水。

(2) 为给水泵提供满足必需汽蚀余量要求的实际有效净正吸头,以保证给水泵不发生汽蚀,维持给水泵的正常运行。

(3) 为给水系统储备必要的给水容量,能在蒸汽发生器给水需要量与供水水量短时不满足要求时加以调节。

(4) 接收以下工作循环中的工质:

- 1) 给水泵出口管再循环。
- 2) 高压加热器的排汽和疏水。
- 3) 用以冷却蒸汽发生器排污后的凝结水。
- 4) 蒸汽转换器放汽及加热蒸汽的凝结水。
- 5) 蒸汽旁路系统的一部分排汽。
- 6) 低压给水加热器系统送来的给水。

(5) 平时将不凝结气体排入主凝汽器。在用辅助蒸汽作为热源时,则将不凝结气体排入室外大气中。

(6) 在系统冲洗、启动或为试验需要时,将除氧器中给水送入主凝汽器进行再循环。

(7) 反应堆启动时,在闭路中进行再循环,使给水含氧量达到高标准。

7.5.2.3 系统的构成和工艺流程描述

该系统由一台除氧器及相连的除氧器加热汽源、给水接管及喷淋系统、除氧器再循环泵系统及除氧器排放汽和抽汽管、疏水管组成。该系统接收低压给水加热器系统提供的初步升温的给水,经加热除氧后,送往给水泵系统。该系统所需的加热蒸汽一般由三个相互独立的加热蒸汽汽源组成:

(1) 辅助蒸汽:供汽轮机启动时对除氧器给水箱及其存水进行预热和除氧之用;辅助蒸汽由蒸汽转换器或辅助锅炉提供。

(2) 汽轮机高压缸排汽:在机组正常运行时采用。

(3) 主蒸汽:此汽源仅在汽轮机掉闸、甩负荷及低负荷等短时间内使用。

7.5.3 高压给水加热器系统

7.5.3.1 系统功能

高压给水加热器系统是介于给水泵系统与给水流量控制系统之间的一个系统,本系统主要由各级高压加热器组成。该系统的主要功能是利用汽轮机抽汽加热高压给水,保证进入蒸汽发生器的给水温度。另外,各级高压加热器分别接收汽分离再热器的第一级和第二级再热器的疏水及排放蒸汽,回收了热量,并起到了排除抽汽和排放蒸汽中不凝结气体的作用。

7.5.3.2 系统的构成和工艺流程描述

高压给水加热器系统用高压缸的抽汽加热高压给水,一般来说各级高压加热器均由双列组成,每列给水容量为50%,正常运行时双列均应投入运行,特殊条件下也可单列运行。

7.6 蒸汽旁路系统

7.6.1 系统功能

汽轮机蒸汽旁路系统是在受控方式下,使主蒸汽直接从主蒸汽联箱旁路到主凝汽器和除氧器,从而可使反应堆在汽轮机负荷发生大瞬变时保持正常运行,并可使反应堆单独运行。

7.6.2 系统的构成和工艺流程描述

由主蒸汽联箱上分别引出管道经旁路排放阀后排入主凝汽器或除氧器。蒸汽通过旁路排放阀后的排汽管进入主凝汽器,并通过蒸汽扩散器降压和喷水减温,以使蒸汽的压力和温度降到凝汽器可接受的程度。每根旁路总管道中配备了排放装置,它们可把过量的蒸汽排放出去,从而使管道系统和控制阀体在旁路系统工作时维持在一个适当的温度,以免受到任何大的热冲击。另外,分别有旁路管与除氧器相连,在汽轮机跳闸或甩负荷时,用以保持除氧器的压力。

第4章 核电厂关键设备

本章介绍核电厂的关键设备,包括反应堆压力容器、堆内构件、蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵、稳压器、控制棒驱动机构、工艺运输设备及汽轮发电机组。它们在保证核电厂安全运行中起着关键的作用。

1 反应堆压力容器

反应堆压力容器是压水堆核电厂的关键设备之一,也是防止放射性物质向外泄漏的关键屏障。由于它要承受高温、高压、强辐射的考验,且其尺寸大、重量大,对材质和制造技术要求都很高,是核电厂关键设备,是设计、加工制造关注的重点。本节以600MWe和1000MWe核电站反应堆压力容器为例,阐述反应堆压水容器的设计、结构、选材、制造等方面的基本知识。

1.1 功能

反应堆压力容器(RPV)是反应堆冷却剂系统压力边界的重要组成部分,其内部装有并固定着反应堆堆芯部件(燃料组件和相关组件)、堆内构件、中子注量率和温度测量系统的相关部件。作为反应堆冷却剂系统的一部分,反应堆压力容器承受着反应堆冷却剂的压力,同时也作为反应堆放射性产物的第二道屏障。除了承受各种机械载荷外,反应堆压力容器还承受着高温、高压和强辐照的作用,其完整性直接影响着反应堆的安全和寿命。

1.2 设计准则

1.2.1 总要求

反应堆压力容器属于核安全1级、规范1级、抗震Ⅰ类和质量1级设备,主要要求如下:

(1) 根据核电厂总的质量保证大纲,编制反应堆压力容器设计、制造、运行方面的质量保证大纲,使其设计制造以及运行始终处于严格的受控状态。

(2) 反应堆压力容器的结构设计应该满足盛装、固定堆芯部件和堆内构件,为反应堆冷却剂提供合适的通道,承受并传递各种运行工况带来的载荷等方面的要求。同时还应该满足加工制造、安装、反应堆换料、维修、在役检查、安全监督等方面的要求。

(3) 在工作环境下,反应堆压力容器所选用的材料应该具有适当的强度、韧性、抗疲劳性能、抗腐蚀性能以及良好的可加工性能,包括锻造、成型、焊接和机械加工。此外,还应该具有较低的中子辐照脆化敏感性。

(4) 为确保反应堆压力容器在正常运行工况、可预期的运行事件和事故工况下的安全,采用分析法对密封结构、结构不连续处等关键部位进行应力分析、疲劳分析以及断裂分析,并用相应的准则加以评定。

(5) 为了对反应堆压力容器进行安全监督,还应制定在役检查和材料辐照监督计划。

1.2.2 准则

反应堆压力容器设计应遵循美国联邦法规10CFR50附录A中的规定,主要有:

- (1) 准则1: 质量标准和记录。
- (2) 准则14: 反应堆冷却剂压力边界。
- (3) 准则30: 反应堆冷却剂压力边界质量。
- (4) 准则31: 防止反应堆压力边界破裂。
- (5) 准则32: 反应堆冷却剂压力边界的检查。

1.2.3 法规

中国核安全法规 HAF 系列及其导则 HAD 系列;
美国联邦法规 10CFR50 附录及导则;
IAEA50-C-QA 及其导则。

1.2.4 设计与建造规范

目前,我国尚未形成自己的规范,设计、建造过程多采用下列规范。

法国: RCC-M 压水堆核岛机械设备设计建造规范;
RSEM 压水堆核电厂核岛机械设备在役检查规则。

美国: ASME 锅炉及压力容器规范。

1.2.5 标准

目前,由于我国尚未形成完全配套的用于核电厂设计建造的标准体系,因此,除了部分等效的基础标准外,仍采用技术引进国的标准,如:法国的 AFNOR 标准、美国的 ASTM 标准。

1.3 结构简述

反应堆压力容器结构如图2.4-1所示,由反应堆压力容器筒体、反应堆压力容器顶盖和紧密密封连接构件三部分组成。根据反应堆堆芯功率和尺寸大小,反应堆压力容器的直径、高度和冷却剂进出口的数目有所不同。反应堆压力容器筒体靠冷却剂进出口接管下面的支承面(或容器辅助支承)坐落于支承环上。冷却剂进口接管通过主管道(冷段)与冷

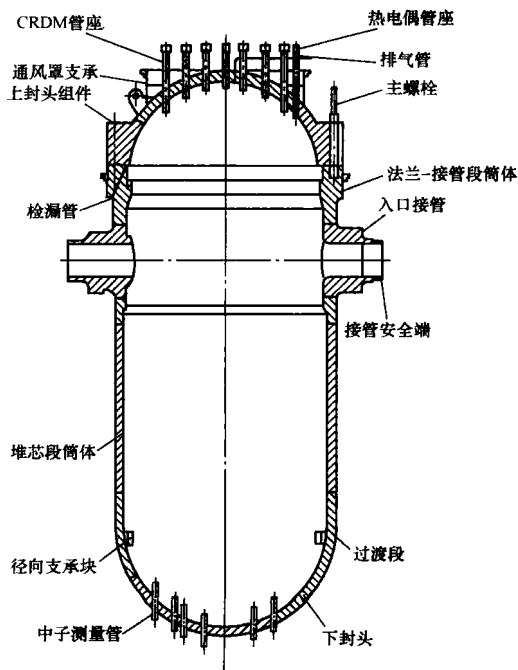


图 2.4-1 反应堆压力容器结构示意图

却剂泵连接,冷却剂出口接管通过主管道(热段)与蒸汽发生器连接。底封头上焊有堆内中子测量套管的贯穿件。反应堆顶盖上装有控制棒驱动机构管座、驱动机构风冷系统支承法兰、热电偶管座、排气管及3个吊耳。筒体和顶盖之间的密封是靠两道 Helicoflex HN200 密封环和若干主螺栓来实现的。在筒体法兰密封面上两道密封环之间开有检漏孔并连有检漏管。

反应堆压力容器采用低合金高强度钢制造,靠近堆芯段的筒体材料要求具有更低的无延性转变温度。为防止腐蚀,凡是与冷却剂接触的表面均须堆焊不锈钢防腐层。为了安装时焊接方便,在进、出口接管的端头焊有不锈钢安全端。

1.3.1 反应堆压力容器筒体

反应堆压力容器筒体自上而下有:容器法兰、接管段筒体、堆芯段筒体、过渡段、下封头。根据容器的尺寸和制造厂的能力,分段数可以调整。

在容器法兰的内侧,有一个支承吊兰的台肩,法兰上端面为平直的密封面,并设有一个检漏管的开孔,检漏管斜穿过法兰。在法兰密封面的外部,均布有若干个紧固螺栓的螺纹孔。沿法兰外周焊有换料密封支承,沿法兰内周对称地开有四个精定位键槽。

在接管段筒体上布置有冷却剂进、出口接管(有的反应堆的安注管也接在接管段筒体上)。在冷却剂进、出口管的端部焊有安全端。出口接管为内突式,以便出口接管和吊兰之间形成连续的过渡,将此处旁流控制到最小。为了将反应堆压力容器放在其支承结构上,在接管底部设计有整体式支底座。

堆芯段筒体在接管段筒体的下面,筒壁等厚且无任何局部不连续。以往的反应堆压力容器堆芯段筒体有两段结构和一段结构(堆芯区无焊缝)两种情况。无焊缝堆芯段筒体是积极推荐尽可能采用的优化方案。

反应堆压力容器筒体的下部是过渡段和下封头。在过渡段上焊有四个对称布置的堆内构件径向支承块,以限制堆内构件的位移。有些反应堆压力容器筒体的下封头上装有若干个中子测量管座,并采用部分焊透的焊缝焊在球形下封头内侧。

1.3.2 反应堆压力容器顶盖

反应堆压力容器顶盖一般由顶盖法兰和上封头构成。目前,正朝一体化顶盖方向发展。

顶盖法兰上均布着若干个供安装紧固螺栓用的通孔(数目一般为4的倍数)。在顶盖法兰的下端面,有两个放置密封环的沟槽,安装及运行时在沟槽内放置两个密封环,并通过固定夹和螺钉将密封环固定在顶盖法兰上。在顶盖法兰内表面靠近端面处对称布置有四个定位键槽。

上封头外表面焊有三个吊耳,供吊装顶盖时使用;一个排气管,供充水时排气用;一个控制棒驱动机构风冷系统支承法兰。此外,在上封头上还装有控制棒驱动机构(CRDM)管座及热电偶测量管座。有些反应堆的中子测量管贯穿件也装在上封头上。

管座由贯穿件和法兰构成。管座与上封头冷装后,采用部分焊透焊缝进行密封焊。在热电偶管座的下部装有喇叭罩,它能为热电偶柱顺利插入管座提供导向。

1.3.3 密封连接件

密封连接件包括紧固螺栓(主螺栓)、螺母、球面垫圈、密封环及其附件。密封连接件将反应堆压力容器顶盖与反应堆压力容器筒体连接在一起,构成反应堆压力容器。密封环置于顶盖法兰的两个密封沟槽内,保证顶盖法兰和容器法兰

之间的密封性。目前,常采用的密封环为 Helicoflex HN200 等系列产品,它具有优秀的回弹性能和良好的密封性。

1.3.4 专用工具

反应堆压力容器常需配备的主要专用工具有:

- (1) 主螺栓吊环(1件/螺栓);
- (2) 主螺栓、主螺母扳手;
- (3) 螺栓深度测量仪(深度千分尺);
- (4) 螺栓伸长测量杆一套(1件/螺栓);
- (5) 容器法兰螺纹孔密封塞(包括密封用“O”形圈,1套/螺孔);
- (6) 螺孔塞的操作工具;
- (7) 顶盖及堆内构件安装用的导向杆;
- (8) 导向杆用衬套及其操作工具。

另外,为了对反应堆压力容器的材料进行在役监督,往往设置有多根辐照监督管。每根监督管装有代表压力容器堆芯段材料(包括母材、焊缝金属、热影响区材料)的拉伸试样、冲击试样、CT试样、三点弯曲试样,还装有剂量探测器和温度探测器。监督管作为一项单独的设备,安放在压力容器内部(堆内构件上或者压力容器内壁上)。

为了实施在役检查,还需要制作在役检查试块(UT试块),其材料和产品材料级别相同。

1.4 设计参数

1.4.1 设计输入参数

为完成反应堆压力容器的设计,所必需的设计输入参数分类如下:

- (1) 系统正常运行工况参数:运行温度、运行压力、冷却剂进出口温度、运行介质、设计寿命等。
- (2) 系统事故工况参数:各种瞬态载荷和外部作用力等。
- (3) 最大快中子注量:寿期末压力容器接收到的最大快中子注量。
- (4) 结构输入参数。

1.4.2 设计输出参数

- (1) 设计参数(设计压力、设计温度)。
- (2) 试验参数(水压试验压力、水压试验温度、介质等)。
- (3) 各零部件的材料。
- (4) 设计尺寸与重量。
- (5) 接口参数。

1.4.3 设计参数实例

以秦山第二核电厂、岭澳一期核电站设计为例,RPV设计参数列于表2.4-1中。

1.5 材料

1.5.1 反应堆压力容器材料的特点和选材原则

反应堆压力容器承受着高温、高压及强辐照的作用。选择材料的主要原则为:材料具有足够的强度、较高的塑韧性和优良的焊接性能,且辐照脆化敏感性低。对不锈钢、镍基材料,要求抗腐蚀能力高,尤其是抗应力腐蚀和晶间腐蚀。

1.5.2 常用材料性能数据

RPV主要部件所使用的结构材料见表2.4-2,主要焊接填充材料见表2.4-3;低合金钢16MND6化学成分要求见表2.4-4,其力学性能要求见表2.4-5;不锈钢锻件/管件的化学成分要求见表2.4-6,其力学性能要求见表2.4-7;Inconel-690锻件/管件化学成分要求见表2.4-8,其力学性能要求见表2.4-9。

表 2.4-1 RPV 设计参数

参 数	数 值	
	秦山第二核电厂	岭澳一期核电站
环路数量	2	3
设计寿命(年)	40	40
反应堆冷却剂运行压力(MPa)	15.5	15.5
反应堆冷却剂入口温度(℃)	292.8	292.4
反应堆冷却剂出口温度(℃)	327.2	327.6
额定工况下反应堆冷却剂平均温度(℃)	310	310
堆芯段筒体内径(mm)	3840	3989
进口接管数(方位角)	2(145°, 325°)	3(95°, 215°, 335°)
进口接管内径(mm)	698.5	697.8
出口接管数(方位角)	2(25°, 205°)	3(25°, 145°, 265°)
出口接管内径(mm)	736.6	735.8
安注管数(方位角)	2(64°, 244°)	容器上无安注管
安注管内径(mm)	222.2	---
CRDM 管座数	33	61
热电偶测量管座数	4	4
中子测量管座数	38	50
反应堆冷却剂种类	含硼高纯水	含硼高纯水
设计压力(MPa)	17.2	17.13
设计温度(℃)	343	343
水压试验压力(MPa)	22.8	22.8
水压试验温度(℃)	RT _{NDT} +33	RT _{NDT} +30
堆芯段筒体壁厚(mm)	205	200(最小值)
堆焊层厚度(mm)	6	7
上封头厚度、下封头厚度(mm)	175、145	160、128(最小值)
容器法兰外径(mm)	4500	4684
顶盖法兰外径(mm)	4500	4674
顶盖法兰高度(mm)	850	850
接管段筒体壁厚(mm)	255	230(最小值)
压力容器筒体高度(mm)	10 151 (不含管座)	10 322(最小值, 不含管座)
压力容器筒体质量(t)	251	256.6
顶盖高度(mm)	1933 (不含管座)	1995(最小值, 不含管座)
顶盖质量(t)	55	55.5
紧固件质量(t)	16	15
RPV 总高(不包括管座)(mm)	12 084	12 317
RPV 质量(t)	322	327.1
材料辐照监督管数量(根)	6	6
最大快中子注量 (n·cm ⁻²)(E≥1.0MeV)	~2×10 ¹⁹	~7.5×10 ¹⁹
最大径向运输尺寸(接管嘴端距)(mm)	6200	6418
主螺栓	56-M155×4	58-M155×4
密封环	Helicoflex HN200	Helicoflex HN200
吊耳数	3	3
容器支承数	6	6
检漏管数	1	1
排气管数	1	1
径向支承块数(角度)	4(0°, 90°, 180°, 270°)	4(0°, 90°, 180°, 270°)
换料密封支承台外径(mm)	4736	4910

表 2.4-2 RPV 主要结构材料

零部件名称	类 型	法国牌号	标准及 RCC-M 规范	备 注
上封头	锻件或板材	16MND5	M2131, M2121 +M2122	SA508M, Gr. 3, Cl. 1 或 SA533M, Type B, Cl. 1
顶盖法兰	锻件	16MND5	M2113	SA508M, Gr. 3, Cl. 1
容器法兰-接管段筒体	锻件	16MND5	M2112, M2113	SA508M, Gr. 3, Cl. 1
接管	锻件	16MND5	M2114	SA508M, Gr. 3, Cl. 1
堆芯筒体	锻件	16MND5	M2111, M2111bis	SA508M, Gr. 3, Cl. 1
下封头	锻件或板材	16MND5	M2131, M2121 +M2122	SA508M, Gr. 3, Cl. 1 或 SA533M, Type B, Cl. 1
过渡段	锻件	16MND5	M2113, M2112, M2112bis	SA508M, Gr. 3, Cl. 1
中子测量管贯穿件	锻件	NC30Fe	M4109	SB166M (No. 6690)
中子测量管法兰	管件或锻件	Z2CN19-10 (控氮)	M3301	SA182M-F304LN
排气管座	管件	NC30Fe	M4108	SB167M (No. 6690)
排气管安全端	管件	Z2CND17-12	M3304	SA312M-TP304L
检漏管	管件	Z2CND17-12	M3304	SA312M-TP304L
换料密封支承	锻件	XC18(20Mn)	NFA35-552 (GB699)	---
径向支承块	锻件	NC30Fe	M4102	SB564M (No. 6690)
吊耳	板材	16MND5	M2125	SA533M, Type B, Cl. 1
通风罩连接块	板材	16MND5	M2125	SA533M, Type B, Cl. 1
通风罩支承	锻板	E28. 3 (16MnR)	NFA35-501 (GB6654)	-
主螺栓	锻棒	40NCDV 7. 03	M2311 + M5140	SA540M B24V Class. 3
球面垫圈、螺母	锻棒	40NCD 7. 03	M2312 + M5140	SA540M B24 Class. 4
接管安全端	锻件	Z2CND18-12 (控氮)	M3301	SA182M -F316LN

表 2.4-3 RPV 主要焊接填充材料

序号	焊 缝	填充材料及标准
1	上封头-顶盖法兰	EF2, AWS A5. 23 卡片 No. S2830B, No. S2820B
2	接管段筒体-堆芯段筒体	
3	堆芯段筒体-过渡段	
4	过渡段-下封头	
5	接管-接管段筒体	
6	上封头-吊耳	E8018(或 E9016G) AWS A5. 5 卡片 No. S2820A, No. S2820B
7	容器法兰-换料密封支承环	
8	吊耳-通风罩连接块	
9	上封头堆焊	
10	顶盖法兰堆焊	
11	容器法兰-接管段筒体堆焊	过渡层: 309L.(SA23. 12L.) NFA35583 卡片 No. S2970 表面层: 308L.(SA19. 9L.) NFA35583 卡片 No. S2960 ER308L. NFA35583 卡片 No. S2910
12	堆芯筒体堆焊	
13	过渡段堆焊	
14	下封头堆焊	
15	接管堆焊	
16	密封面堆焊	

续表

序号	焊 缝	填充材料及标准
17	上封头和下封头中心部位堆焊	过渡层: E309L(Z23. 12L) AWS A5. 4 和 NFA81343
18	过渡圆弧部分堆焊	卡片 No. S2930 表面层: E308L(Z19. 9L)
19	不使用带极堆焊的狭窄部位堆焊	AWS A5. 4 和 NFA81343 卡片 No. S2920
20	堆芯径向支承块处局部镍基隔离层	Inconel-52 或 Inconel-152 卡片 No. S2981, No. S2986
21	接管安全端位置的镍基隔离层	
22	中子测量、热电偶测量、排气管及 CRDM 管座-封头连接密封焊的隔离层	
23	下封头外侧镍基预堆	
24	径向支承块-镍基隔离层	Inconel-52 或 Inconel-152 卡片 No. S2981, No. S2986
25	CRDM 管座上封头镍基隔离层	
26	热电偶测量管座贯穿件-上封头镍基隔离层	
27	中子测量管座法兰-中子测量管座贯穿件	
28	中子测量管座-下封头镍基隔离层	
29	接管隔离层-安全端	
30	排气管-排气管安全端	
31	排气管-上封头镍基隔离层	

表 2.4-4 低合金钢(16MND5)化学成分要求

元 素	强辐照区材料(%) (产品分析)	非强辐照区材料(%) (产品分析)
C	0.16~0.22	0.16~0.22
Si	0.10~0.30	0.10~0.30
Mn	1.20~1.60	1.20~1.60
P	≤0.008	≤0.008
S	≤0.005	≤0.005
Cr	≤0.15	≤0.15
Ni	0.50~0.80	0.50~0.80
Mo	0.43~0.57	0.43~0.57
V	≤0.01	≤0.01
Cu	≤0.05	≤0.08
Al	≤0.04	≤0.04
Co	≤0.02	≤0.02
As	≤0.010	≤0.010
Sn	≤0.010	≤0.010
Sb	≤0.002	≤0.002
B	≤0.000 3	≤0.000 5
H, O, N	实测数据	实测数据

注 焊接再热裂纹敏感性系数:

$$\Delta G = 3.3[\text{Mo}\%] + [\text{Cr}\%] + 8.1[\text{V}\%] - 2 \leq -0.1$$

表 2.4-5 低合金钢(16MND5)力学性能要求

试验项目	试验温度 (°C)	力学性能	轴向 (横向)	周向 (纵向)
拉伸试验	室 温	$R_{p0.2}$ (MPa)		≥400
		R_m (MPa)		552~670
		$A(\%)$ (5d)		≥20
		$Z(\%)$		≥45
	350	$R_{p0.2}$ (MPa)		≥300
		R_m (MPa)		≥510
		$A(\%)$ (5d)		实测数据
		$Z(\%)$		实测数据

续表

试验项目	试验温度 (°C)	力学性能	轴向 (横向)	周向 (纵向)
KV 冲击 试验	0	最小平均值(J)	56	80
		个别最小值(J)	40	60
	-20	最小平均值(J)	40	56
		个别最小值(J)	28	40
	+20	个别最小值(J)	104 (强辐照区)	120 (强辐照区)
落锤试验 及 KV 冲击 试验		RT_{NDT} 值(°C)	≤-20(强辐照区) ≤-12(弱辐照区)	
KV-T°C 曲线试验	-60~80 (推荐试验温 度范围)	上平台能量(J)	≥104	
		KV-T°C 曲线	提供曲线	
K_{IC} 试验		K_{IC} -T°C 曲线	提供曲线 (仅对强 辐照区)	

表 2.4-6 不锈钢锻件/管件化学成分要求

元 素	接管安全端锻件(%) (产品分析)	管件(%) (产品分析)
C	≤0.035	≤0.030
Si	≤0.80	≤0.75
Mn	≤2.00	≤2.00
P	≤0.020	≤0.020
S	≤0.015	≤0.015
Ni	11.50~12.50	10.00~14.00
Cr	17.00~18.20	16.00~19.00
Mo	2.25~2.75	2.00~2.50
N	≤0.080	—
B	≤0.001 0	≤0.001 5
Cu	≤0.50	≤1.00
Co	≤0.10	≤0.10
Nb+Ta	≤0.15	≤0.15
As, Sn, Sb	含量尽可能低	含量尽可能低
Ti, Pb, H, O	实测数据	实测数据

表 2.4-7 不锈钢锻件/管件力学性能要求

试验项目	试验温度(°C)	力学性能	锻件(横向)	管 件
拉伸试验	室 温	$R_{p0.2}$ (MPa)	≥220	≥175
		R_m (MPa)	≥520	≥490
		$A(\%)$ (5d)	≥40	≥45
		$Z(\%)$	≥50	≥50
	350	$R_{p0.2}$ (MPa)	≥135	≥105
		R_m (MPa)	≥445	≥382
		$A(\%)$ (5d)	实测数据	实测数据
		$Z(\%)$	实测数据	实测数据
硬度试验	室温	布氏硬度 (HB)	实测数据	实测数据
冲击试验	20	KV(J) 最小个别值	≥60 ≥100(纵向)	

表 2.4-8 Inconel-690 锻件/管件化学成分要求

元 素	锻件(%) (产品分析)	管件(%) (产品分析)
C	0.010~0.040	0.010~0.040
Si	≤0.50	≤0.50
Mn	≤0.50	≤0.50
P	≤0.010	≤0.010
S	≤0.005	≤0.005
Ni	≥58.00	≥58.00
Cr	28.0~31.0	28.0~31.0
Fe	8.0~11.0	8.0~11.0
Cu	≤0.20	≤0.20
Co	≤0.10	≤0.10
Ti	≤0.30	≤0.30
Al	≤0.20	≤0.20
B	≤0.000 5	≤0.000 5
P+S	≤0.012	≤0.012
As, Sn, Sb	含量尽可能低	含量尽可能低
Pb, H, O, N	实测数据	实测数据

表 2.4-9 Inconel-690 锻件/管件力学性能要求

试验项目	试验温度(℃)	力学性能	锻 件	管 件
拉伸试验	室 温	$R_{p0.2}$ (MPa)	≥240	240~400
		R_m (MPa)	≥620	≥550
		$A(\%)$ (5d)	≥35	≥30
		$Z(\%)$	实测数据	实测数据
	350	$R_{p0.2}$ (MPa)	≥190	≥190
		R_m (MPa)	≥497	497
		$A(\%)$ (5d)	实测数据	实测数据
		$Z(\%)$	实测数据	实测数据
硬度试验	室 温	布氏硬度(HB)	实测数据	实测数据

1.6 制造

1.6.1 对制造厂的基本要求

对制造厂的基本要求是:

- (1) 制造厂应首先取得核级设备制造许可证。
- (2) 焊接和检验人员应取得与核级设备相对应的资格。
- (3) 施工前, 应建立完整的质量保证体系, 编制完整的质量保证大纲。

(4) 焊接使用的焊接工艺应是事先经过评定的有效工艺。

(5) 要求有能力足够的制造设备、热处理设备、无损检测设备、吊运设施及水压试验设施等。

(6) 在开始制造活动之前, 应事先编制好各项制造活动的工艺规程。

(7) 为了证明反应堆压力容器最终产品的质量, 应设置焊接见证件和母材见证件, 考核产品的性能。

1.6.2 关键制造工艺

根据经验, 反应堆压力容器制造过程中需要重视和掌握的关键技术归纳如下:

(1) 低合金钢的冶炼和锻造技术。对低合金钢的化学成分和力学性能以及缺陷的控制等都要求高, 锻件尺寸大。因此, 对原材料的选用、冶炼方法、钢锭浇注方法、锻造设备

的能力、调质处理的设备和工艺等都应重点关注。

(2) 厚壁窄间隙焊接技术。压力容器所需焊接的壁厚可达 200~400mm, 应有专用的自动焊接设备。

(3) 不锈钢堆焊技术。包括带极自动堆焊和局部区域的手工堆焊。

(4) 接管和接管段筒体插入焊缝的装配和焊接技术。由于接管的位置和方位是反应堆压力容器在反应堆回路系统中的重要接口参数, 且该焊接坡口形状复杂, 焊接易于变形。因此装配接管时, 应采取特殊的固定措施, 确保焊接后不产生移位。此类焊缝焊接后容易产生缺陷, 且返修工作往往采用手工补焊方式, 给返修工作带来困难。因此, 对此类焊缝的焊接应引起特别的重视。

(5) CRDM 管座与上封头焊接的“J”型坡口的机加工、中子测量管座与下封头焊接的“J”型坡口的机加工。此类坡口的形状极其复杂, 且其形状随孔的位置不同而变化。因此, 机加工不同位置的孔的坡口时, 需要不同的控制程序。

(6) CRDM 管座在压力容器上封头上的冷装。首先, CRDM 管座的尺寸应与封头上孔的尺寸一对一配制加工, 严格控制公差值, 必须满足设计要求。另外, 应注意孔的加工/测量和 CRDM 管座加工/测量时的温度, 若温度相差较大时, 应进行必要的修正。应有严格的冷装工艺和冷装过程控制, 一旦出现卡死情况, 解决是相当困难的。因此, 对冷装工作应足够重视。

(7) “J”型坡口的焊接。由于“J”型坡口形状的复杂性, 焊接后管座非常容易产生变形。因此, 在焊接过程中应采取严格的措施控制变形, 否则容易产生变形超差, 造成不符合项。

(8) 安全端的焊接。因安全端的焊接为异种金属焊接, 焊接难度大。若焊接材料采用镍基材料, 对焊接环境和焊接工艺均要求严格, 容易产生焊接缺陷。

(9) 容器组件的机加工。由于容器组件尺寸大, 机加工的尺寸精度要求高, 因此对机加工设备、加工精度和相关的工装, 均有极高的要求。

(10) 主螺栓及螺纹孔加工技术。需要大型的铣削机床和专用的铣刀。

(11) 上、下法兰面和密封面加工。对其平面度及表面粗糙度均有很高的要求。

(12) 吊篮支承面、出口接管内侧配合面、容器支承面, 径向支承块的加工。对其位置控制及加工精度均有很高的要求。

(13) 无损检验技术及射线检验设备的能力。由于需要检验的设备尺寸大且壁厚, 因此要求有足够大的射线探伤室和高能射线检验设备。超声检验仪器要求有较高的检查灵敏度, 应具备对不锈钢、镍基合金等粗晶材料的超声检验能力。

(14) 热处理炉的能力及控制精度。热处理炉的尺寸应足够大, 温度应均匀, 一般要求在 $\pm 10^\circ\text{C}$ 之内。

1.6.3 制造工艺流程

反应堆压力容器制造工艺流程示意图 2.4-2。

1.7 检验、试验和验收

1.7.1 检验项目及要求

在反应堆压力容器的制造过程中, 应对材料、锻件、管件、焊缝进行严格的检验, 检验的项目及要求见表 2.4-10。反应堆压力容器寿期内需完成的在役检验项目见表 2.4-11。

表 2.4-10 RPV 制造过程中材料和
焊缝应进行的主要无损检验项目

检验对象		检验方法			
		RT	UT	PT	MT
锻件和管件	母材(16MND5)		✓	✓ ^①	✓
	40NCDV 7.03/40NCD 7.03		✓		✓
	Z2CN19-10(控氮)		✓	✓	
	NC30Fe		✓	✓	
	Z2CND18-12(控氮)		✓	✓	
焊缝、堆焊层、预堆层、紧固件	Z2CND17-12		✓	✓	
	所有承压主焊缝	✓	✓		✓
	CRDM 管座-上封头			✓(焊道)	
	CRDM 管座法兰-贯穿件	✓	✓	✓	
	热电偶测量管座法兰-贯穿件	✓	✓	✓	
	热电偶测量管座-上封头			✓(焊道)	
	中子测量管贯穿件-中子测量管法兰	✓	✓	✓	
	中子测量管-下封头			✓(焊道)	
	内表面堆焊层		✓	✓	
	接管安全端预堆层	✓	✓	✓	
	接管安全端焊缝	✓	✓	✓	
	工厂水压试验后所有承压主焊缝		✓		✓(外表面)
	工厂水压试验后部分非铁素体焊缝(包括堆焊层)			✓	
	径向支承块预堆焊层			✓(焊道)	
	换料密封支撑角焊缝				✓(焊道)
	吊耳-上封头				✓(焊道)
	径向支承块-母材上预堆焊层		✓	✓	
	排气管环焊缝	✓		✓	
	排气管-上封头			✓	
	工厂水压试验后部分外表面				✓
	紧固件最终机加工前				✓
	紧固件最终机加工后			✓	
	容器辅助支承-接管段筒体		✓		✓

注 表中, RT—射线检验; UT—超声检验; PT—液体渗透检验; MT—磁粉检验。

① 指被堆焊表面。

表 2.4-11 反应堆压力容器寿期内需要完成的在役检验

序号	应检测的区域或零件	检测方法
1	RPV 所有承压环焊缝	体积
2	RPV 每一焊缝内表面上的堆焊衬里的结合性	
3	反应堆容器法兰螺孔间的韧带	
4	返修深度大于 10% 名义厚度的焊缝的返修区	
5	容器辅助支承-接管段筒体焊缝(若有)	
6	RPV 所有堆焊衬里	外观
7	径向支承块焊缝	
8	中子测量管-下封头焊缝	
9	CRDM 管座、排气管、热电偶测量管座-上封头密封焊缝	
10	容器法兰螺纹及其表面	
11	吊耳-上封头焊缝	表面
12	换料密封支承-容器法兰焊缝	
13	主螺栓	体积+表面
14	主螺母	表面
15	球面垫圈	外观

役前和在役检验应符合在役检查规范的要求, 如 RSEM, ASME XI 的规定。

1.7.2 试验项目及要求

为了获得制造完工后的产品性能和验证产品的焊接工艺, 需要设置相应的母材见证件和焊接见证件, 并符合相关规范(如 RCC-M M370 和 S7800) 的规定。

反应堆压力容器在工厂进行出厂水压试验, 水压试验的压力和温度应按规范的规定进行, 如 RCC-M B5000。系统安装完成后, 需进行冷态水压试验和热态功能试验。

辐照监督管通常作为与反应堆压力容器一起供货的产品, 其出厂时应完成密封性试验(氦检漏试验)。

1.8 运行、监督和维护

1.8.1 运行

反应堆压力容器的运行应按核电厂运行规程执行, 并注意以下事项:

(1) 在反应堆压力容器金属的温度低于 $RT_{NDT} + 30^{\circ}\text{C}$ 时, 不允许对反应堆压力容器加压。

(2) 反应堆启堆和停堆时, 冷却剂的升降温速度应满足反应堆压力容器压力-温度限制图的规定。

(3) 在投入运行(包括冷、热态功能试验等)前, 密封泄漏检测报警排放应调试好并投入使用状态。

1.8.2 监督

反应堆压力容器的在役检查, 按其在役检查要求进行。辐照监督大纲的实施是反应堆压力容器在役检查的一个重要组成部分。实施辐照监督大纲, 按规定的时间, 取出辐照监督管, 进行辐照后材料性能试验, 掌握材料性能的变化情况, 为确保整个寿期内压力容器的完整性提供依据。

1.8.3 维护

反应堆压力容器应按在役检查大纲要求完成换料时或大修时的在役检查, 并应注意以下各项:

(1) 在冷却剂温度未降低到规定温度、压力降至常压以前, 不允许拆卸主螺栓。

(2) 在拆卸主螺栓时, 水位应降低到密封面以下 300~500mm。

(3) 在每次换料时, 应将紧固螺栓全部拆除, 置于规定位置, 并进行规定的在役检查和可能的维修。通常, 一旦发现螺栓损伤, 应立即修复或更换。

(4) 在主螺栓拆除后, 应对容器法兰螺孔进行密封, 防止法兰螺孔螺纹损伤和孔内进水。

(5) 充水后吊装顶盖时, 应装导向杆, 并平稳起吊; 安装时, 水池中的水位应随顶盖下落而降低。

(6) 当密封面出现损伤, 应对损伤情况加以识别, 并区分情况分别加以维修; 如出现裂纹则应与制造厂取得联系, 并共同协商维修方案。对一般擦伤、压痕等则应用细砂布进行抛光。

(7) 反应堆压力容器不允许进行改正性维修和大修。

(8) 应当特别指出的是, 一旦拆下顶盖, 反应堆压力容器筒体上应立即安装假顶盖。

2 堆内构件

堆内构件是压水堆核电站压力容器内的关键设备, 堆内构件的设计、制造、安装的质量, 直接关系到反应堆的运行安全。其中, 对大尺寸、薄壁吊篮筒体和厚板(吊篮底板及法兰)的焊接, 热处理和加工精度及对中的要求极高; 控制棒导向组件的焊接与精加工更有一番难处; 所以堆内构件也

是核电厂关键设备制造中的难点。本书以秦山第二核电厂堆内构件为例,针对大型核电站堆内构件的设计、加工、安装中的关键问题进行简要介绍。

2.1 功能

2.1.1 堆内构件的定义

在压水反应堆压力容器内为堆芯部件、控制棒驱动杆、压力容器材料辐照监督管、堆芯测量仪表导管等提供支承、定位、压紧、导向、固定和为反应堆冷却剂冷却堆芯提供流道的结构件统称堆内构件。

在压水堆核电站中,堆内构件是核岛的主设备之一,其安全等级为 SC 级,质量保证等级为 QA1 级,抗震类别为抗震 1 类,清洁度等级为一级。

2.1.2 堆内构件的功能

(1) 为燃料组件提供精确的定位,并为每一组燃料组件提供足够的压紧力,使燃料组件在反应堆运行时,不因冷却剂的流动和其他外力扰动的作用而改变位置。

(2) 为燃料组件的冷却提供均匀的冷却剂通道,使每一组燃料都能得到充分地冷却,保证堆芯的运行安全。

(3) 为控制棒组件提供畅通的导向通道,使控制棒组件按照运行指令顺利地插入或提出堆芯。

(4) 为反应堆压力容器(RPV)提供必要的中子屏蔽,保证在核电站设计寿期内,反应堆压力容器材料所受到的辐照损伤是可接受的,保证反应堆压力容器具有足够的安全裕度。

(5) 为冷却剂在反应堆压力容器内的流动形成光滑畅通的流道,使冷却剂在复杂的结构中顺利通过,尽可能减少流动漩涡,减少振动的诱因。

(6) 为反应堆压力容器材料辐照监督管提供必要的保护和支承,使其在反应堆运行中保持牢固的固定,在反应堆换料检修期间能顺利地堆内取出。

(7) 为反应堆的堆芯测量部件提供支承、定位和夹持,使其在反应堆运行时既保持稳定的固定位置,又不影响反应堆的换料操作。

(8) 承受自重、堆芯部件的重量、水力载荷、地震载荷及吸收反应堆控制棒组件快插时产生的冲击载荷。

(9) 在发生堆芯跌落事故的情况下,为堆芯提供二次支承。

2.2 设计准则

2.2.1 总要求

堆内构件是重要的核设备之一,它的设计和制造必须满足国家核安全法规的相关要求。在设计寿期内,堆内构件应能正常地实现其功能,确保反应堆在设计工况下的正常运行。

2.2.2 准则

堆内构件的设计必须满足机械设计准则、水力设计准则、结构设计准则和接口设计准则。

2.2.2.1 机械设计准则

(1) 设计载荷。堆内构件设计载荷应按其寿期内可能经受的工况,对载荷进行组合,以满足其所处工况下的载荷组合准则。

(2) 设计温度。堆内构件设计温度取值为反应堆主冷却剂系统设计温度,并考虑结构材料的辐射致热,故不应低于正常运行时结构材料壁厚出现的平均温度的最高值。

(3) 设计应力。最大剪应力理论为确定堆内构件应力强

度理论的依据。设计应力强度值 S_m 为室温抗拉强度的 1/3、设计温度抗拉强度的 1/3、室温规定的最小屈服强度的 2/3 三者中的小者;对于铁素体钢,还应与其设计温度屈服强度的 2/3 比较后确定;对于奥氏体钢,则应与设计温度屈服强度的 90% 比较后确定。紧固件材料的 S_m 为室温规定的最小屈服强度的 1/3、设计温度屈服强度的 1/3 二者中的小者。

(4) 应力强度设计限值。对每一种工况都必须确定一个与之相对应的准则级别,每一准则级别都有一组应力强度限值与之相对应。

(5) 变形准则。在严重事故工况下,保证堆芯有足够的几何通道,使冷却剂可以冷却堆芯,并有足够多的控制棒可以插入堆芯。

2.2.2.2 水力设计准则

(1) 堆内构件必须为冷却剂形成光滑的流道。

(2) 引导冷却剂均匀地通过堆芯。

(3) 尽量减少无效的旁流,总的旁流量应不大于 6%。

(4) 通过堆芯的冷却剂的不均匀系数应小于 5%。

(5) 有效的旁流用于冷却堆芯反射层,平衡堆芯与反射层的压差,冷却反应堆压力容器顶盖。

(6) 有利于停堆期间堆内冷却剂的循环,使堆芯得到适当地冷却。

2.2.2.3 结构设计准则

(1) 堆内构件结构材料应满足堆内构件使用环境的要求。

(2) 使用尽可能简单的结构、可靠的连接结构和尽量少的结构件,确保功能的实现。

(3) 具有良好的对中性、可拆性和再安装的复位性,适合于水下远距离操作。

(4) 所有的紧固件都应可靠地防松。

(5) 湿润表面的粗糙度应控制在 $1.6 \sim 2.6 \mu\text{m}$ 。

2.2.2.4 接口设计准则

堆内构件应同时满足反应堆软件和硬件接口参数的要求。

(1) 软件接口。堆内构件必须满足的反应堆软件接口参数有堆功率、总流量、环路数、寿期、设计温度、设计压力、堆芯进出口温度及活性段长度。

(2) 硬件接口。堆内构件必须满足与反应堆压力容器、堆芯部件、控制棒驱动机构、堆芯测量系统及堆水池存放架等的硬件接口参数。

1) 与反应堆压力容器的硬件接口参数有内径、支承台阶内径、支承台阶高度、出口接管内径及方位、出口接管端面圆柱直径、下端径向支承键槽及材料辐照监督管的数量。

2) 与堆芯部件的硬件接口参数有总重,燃料组件的数量和断面参数,燃料组件上、下管座定位销孔参数,燃料组件冷态自由长度,燃料组件弹簧预紧力和压缩量,控制棒组件数量和星形架几何参数。

3) 与控制棒驱动机构的硬件接口参数有控制棒驱动杆的几何参数和重量。

4) 与堆芯测量系统的硬件接口参数有堆芯温度测量仪表导管的数量和几何参数、通量测量仪表导管的数量和几何参数、反应堆水位测量仪表导管的数量和几何参数。

5) 换料、检修时,堆内构件将吊出反应堆压力容器,存放在堆水池内的存放架上。主要接口为支承平面、导向柱等。

2.2.3 法规

我国国家核安全局颁布的有关核安全法规和导则

(HAF 和 HAD 系列)。

2.2.4 设计与建造规范

- (1) GB/T 16702 压水堆核电厂核岛机械设备设计规范。
- (2) 压水堆核岛机械设备设计建造规则 (RCC-M)。
- (3) 压水堆核电站系统设计和建造规则 (RCC-P)。
- (4) 锅炉及压力容器规范 (ASME III)。
- (5) EJ321 压水堆核电厂堆内构件设计准则。

2.2.5 标准

2.2.5.1 国家标准

与堆内构件设计、制造有关的国家相关标准。

2.2.5.2 我国行业标准

- (1) EJ313 压水堆核电厂系统部件安全等级的划分。
- (2) EJ312 压水堆核电厂运行及事故工况分类。
- (3) EJ320 压水堆核电厂反应堆总体设计准则。
- (4) EJ/T1027 压水堆核电厂核岛机械设备焊接规范。
- (5) EJ/T1012 压水堆核电厂核岛机械设备制造规范。
- (6) EJ/T1040 核电厂核岛机械设备材料理化检验方法。
- (7) EJ/T1039 核电厂核岛机械设备无损检验规范。

2.3 结构描述

堆内构件结构如图 2.4-3 所示。堆内构件分为堆芯支承结构件 (CS) 和内部结构件 (IS)。

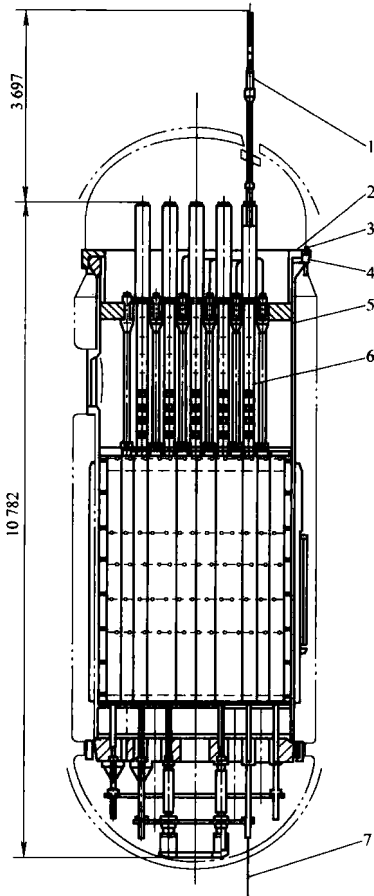


图 2.4-3 堆内构件示意

- 1—热电偶柱；2—压紧部件；3—对中定位键；
4—压紧弹簧；5—吊篮部件；6—控制棒导向组
件；7—通量测量导管

堆芯支承结构件 (CS) 是反应堆内为堆芯部件 (主要是燃料组件) 提供支承和定位约束的结构件；堆内构件中除堆芯支承结构件 (CS) 外，均属内部结构件 (IS)。本书所

述压紧部件 (上部堆内构件) 和吊篮部件 (下部堆内构件) 中大部分组件属于堆芯支承结构件 (CS)，控制棒导向组件和其他部件属于内部结构件 (IS)。

本书对堆内构件的结构描述以我国秦山第二核电厂堆内构件为例。

2.3.1 堆内构件与反应堆其他设备的接口参数

堆内构件与反应堆其他设备的接口参数见表 2.4-12。

表 2.4-12 堆内构件与反应堆其他设备的接口参数

类别	参 数	数 值
与压力容器的接口	反应堆压力容器内径 (mm)	3850
	支承台阶内径 (mm)	3640
	支承台阶高度 (mm)	285
	出口接管内径 (mm)	736.6
	出口接管方位角 (°)	25, 205
	出口接管密封面内径 (mm)	3510 (冷态)
	径向支承键槽突出面到 (RPV) 中心距离 (mm)	1668 (冷态)
	径向支承键槽深 (mm)	82
	辐照监督管数量 (支)	6
与控制棒组件的接口	数量 (组)	33
	每组控制棒质量 (kg)	68
	控制棒外径 (mm)	9.68
	每组控制棒数量 (根)	24
	棒中心距 (mm)	37.72、62.87、75.44
	星形架手柄外径 (mm)	47
	连接段长度 (mm)	264.4
	径向翼片厚度 (mm)	3.6
	数量 (组)	121
与燃料组件的接口	断面尺寸 (mm)	214×214
	上端定位销孔中心距 (mm)	181.9×181.9
	下端定位销孔中心距 (mm)	171.44×171.44
	定位销孔内径 (mm)	22.2
	组件冷态自由长度 (mm)	4100.6
	组件冷态安装受压后长度 (mm)	4074.29
	导向管数 (根)	24
	测量管数 (根)	1
	导向管及测量管内径 (mm)	11.25
	组件质量 (kg)	663.5
	数量 (组)	4
与驱动机构的接口	环形杆外径 (mm)	44.5
	环形杆数量 (根)	33
	环形杆质量 (kg)	65
	环形杆下端存放突肩外径 (mm)	57
	驱动机构管座数 (个)	33
与堆芯测量系统的接口	热电偶柱管座数 (个)	4
	通量测量管接管数 (根)	38

2.3.2 压紧部件 (上部堆内构件)

压紧部件的结构如图 2.4-4 所示。压紧部件由倒帽形压紧板组件、堆芯上板组件、压紧柱组件、螺钉、销钉及径向调整块等组成。

压紧部件总质量为 39t, 总高为 4224mm (不包括热偶柱), 最大法兰外径为 3630mm。

2.3.2.1 倒帽形压紧板组件

倒帽形压紧板组件是堆内构件压紧部件的主要部件之一。倒帽形压紧板组件结构如图 2.4-5 所示, 由以下三部分组成。

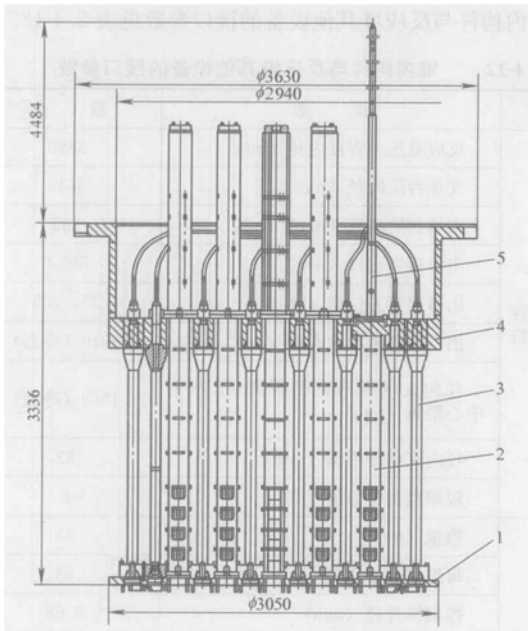


图 2.4-4 压紧部件

1—堆芯上板组件; 2—控制棒导向组件; 3—压紧柱组件; 4—倒帽形压紧板; 5—热电偶柱组件

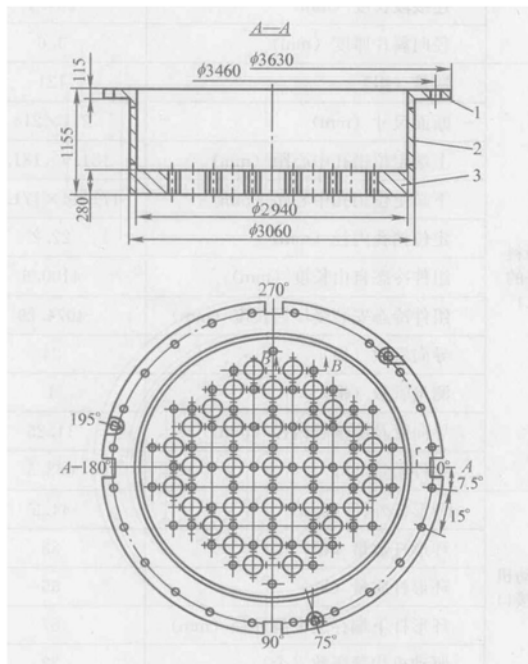


图 2.4-5 倒帽形压紧板组件

1—压紧法兰; 2—压紧筒; 3—压紧板

(1) 压紧法兰。外径为 3630mm, 厚度为 115mm, 由不锈钢锻件制成, 开有四个键槽, 与吊篮法兰和反应堆压力容器筒体支承台阶通过四个定位键相配, 使压紧部件得到精确定位。

(2) 压紧筒。外径为 3060mm, 壁厚为 60mm。由不锈钢板卷焊制成。

(3) 压紧板。由不锈钢锻板加工制成, 板厚为 280mm, 外径为 3060mm。板上开有 56 个直径为 70mm 的圆孔, 以便压紧柱上端插入该孔, 机械连接固定; 板上还开有 33 个直径为 235mm 的孔, 用来安装控制棒导向组件。

2.3.2.2 堆芯上板组件

堆芯上板组件为外径 3050mm、厚 70mm 的圆形平板。板上开有 88 个直径为 146mm 的圆孔, 33 个 165mm×165mm 的方孔。在堆芯上板上表面圆孔的边缘有 4 个螺孔, 用于固定压紧柱组件; 在方孔的边缘有两个销孔, 控制棒导向组件下端 2 个开口销插入该销孔中, 使控制棒导向组件定位对中。在堆芯上板下表面每个圆孔及方孔的 45° 对角线上, 安装两个垂直向下的定位销, 外径为 22mm, 用于燃料组件的定位。

堆芯上板组件周边加工了四个键槽, 与吊篮内壁上四个定位键配合, 限制堆芯上板组件的周向移动, 确保压紧部件的精确定位。

2.3.2.3 压紧柱组件

压紧柱组件设置在无控制棒的燃料组件所对应的位置上, 其结构如图 2.4-6 所示。该组件由十字形四脚支座、支承套管、倒锥形高颈法兰、延长管、圆螺母、螺栓、热电偶导管、锥形端塞等组成。

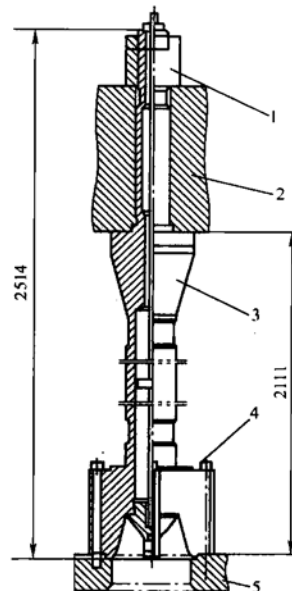


图 2.4-6 压紧柱组件

1—圆螺母; 2—压紧板; 3—倒锥形高颈法兰;
4—十字形四脚支座;
5—堆芯上板

支承套管为外径 90mm、壁厚 10mm 的空心管, 在支承套管中有 32 个管内插热电偶导管。

延伸管穿过压紧板上直径为 70mm 的圆孔, 用圆螺帽固定。

压紧柱下端通过十字形四脚支座及螺栓与堆芯上板连接, 使压紧部件形成一刚性整体。

2.3.3 吊篮部件 (下部堆内构件)

吊篮部件由吊篮筒体、堆芯围板组件、堆芯下板组件、堆芯支承柱组件、热屏蔽组件、二次支承组件等组成。

2.3.3.1 吊篮筒体

吊篮筒体是堆内构件中加工难度最大的构件。它既是个大尺寸的薄壁筒体, 又有个超厚的漏空底板, 集加工和焊接难度于一身。该筒体由吊篮法兰、筒体上段、筒体下段 (即

堆芯筒节)、吊篮底板四部分组成,通过4道环焊缝焊接成一体。其结构如图2.4-7所示。焊后质量约为40~50t,高约为8160~8500mm,法兰外径为3660~4800mm,筒壁厚约为50~65mm。现分述如下。

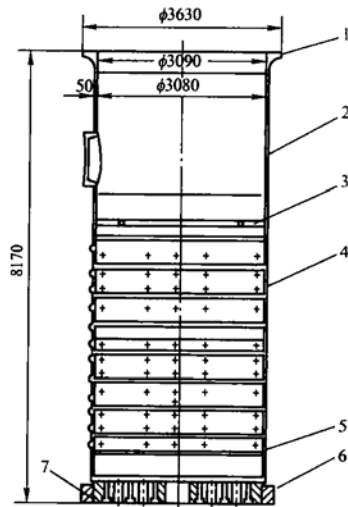


图 2.4-7 吊篮筒体

1—吊篮法兰；2—筒体上段；3—堆芯上板径向键；4—筒体下段；5—堆芯下板支承环；6—径向支承键；7—吊篮底板

(1) 吊篮法兰。

吊篮法兰是强力型高颈法兰,其下表面支承在反应堆压力容器筒体的台阶上,它是堆内构件全部荷载的直接承受者。堆内构件的自重、堆芯部件的自重、压紧力、地震载荷及水力载荷等都通过它传递给反应堆压力容器筒体。法兰的上表面内圈安放压紧弹簧,外圈设有四种通孔,分别是24个流水孔、3个起吊孔、6个取样孔和4个对中定位键孔及其边缘上的6个螺栓、销钉盲孔。

(2) 筒体上段。

筒体上段是载热剂出口筒节,位于吊篮筒体的上部,其上端与吊篮法兰焊接连接,下端与筒体下段(堆芯筒节)的上端焊接连接。在这段筒体的下部开有载热剂出口,出口管嘴的数量与核反应堆的功率有关,与核反应堆主冷却剂的环路数相等。出口管嘴的内径约为736mm,几个出口管嘴的中心线应在该段筒体的同一径向截面内,出口管嘴的端面亦应在同一个圆柱面内,以便实现与反应堆压力容器出口管嘴的热端对接密封。载热剂出口圆筒用不锈钢轧制厚板经卷制焊接而成,两端加工出焊接坡口。出口接管采用插入式焊接方式焊接。

(3) 筒体下段(堆芯筒节)。

筒体下段(堆芯筒节)位于筒体上段下部,这段筒体对应堆芯部件。堆芯围板就是通过这段筒体内的多道环形槽固定在吊篮筒体内,该筒体由上、下两段焊接而成,在上段筒体上端的同一径向截面内均布着四个定位键,为堆芯上板定位之用;在下段筒体下端拼焊了一个内凸法兰,用来安放堆芯下板。在这个拼焊的内法兰上,加工出48个螺孔和4个销孔,用于定位和固紧堆芯下板。在筒体下段(堆芯筒节)的外圆柱表面焊有128个直径为75mm、24个直径为88mm的圆垫片以及4个200mm×200mm的方垫片,分别用于连接热屏蔽组件和堆芯上板径向定位销。

(4) 吊篮底板(堆芯支承板)

吊篮底板承受堆芯部件的全部载荷,包括堆芯部件的自

重、压紧力、水力载荷及地震载荷等,其结构如图2.4-8所示。它是一块锻造厚板,毛坯质量约为25t左右,板的中心开有直径为400mm的人孔和数量众多的直径为170~220mm的流水孔、堆芯支承柱的安装孔、用于固定二次支承结构的螺栓孔等。其上表面外缘有与筒体下段(堆芯筒节)进行焊接连接的坡口,其侧面4个方位上有安装径向支承键的凹槽,以便安装径向支承键。

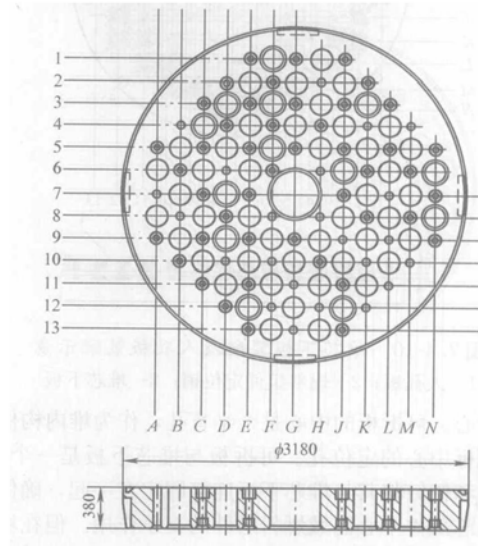


图 2.4-8 吊篮底板

2.3.3.2 堆芯围板组件

堆芯围板组件是堆内构件中贴近堆芯部件的结构件。在压水堆范围内,使用无盒燃料组件堆芯的反应堆,都必须设置堆芯围板组件,使堆芯燃料组件都能得到充分的、均匀的冷却,确保燃料组件的安全。堆芯围板组件主要由侧板和成形板构成,竖向的侧板和横向的成形板通过螺栓连接,形成一个断面为多凸凹直角的的多边形,如图2.4-9所示。堆芯围板组件的高度略低于堆芯燃料组件,其中的每一块侧板都有相同的高度(4009mm),其宽度尺寸为燃料组件正方形断面边长的整数倍。成形板的外形是内方外圆,其内方就是多凸凹直角多边形的一部分,一般情况下由8块成形板拼成一个外圆和内多直角凸凹的内空多边形。为了保证堆芯的水力设计要求,堆芯围板的侧板和成形板上都有流水孔;为了便于安装,每块侧板的上端都有起吊孔。侧板厚22mm,成形板厚35mm。

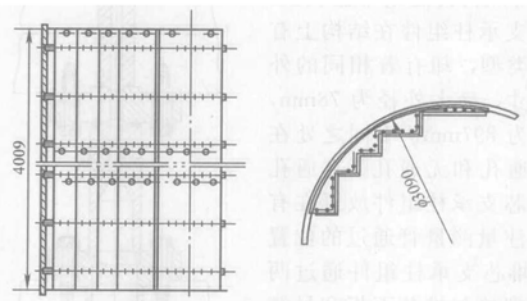


图 2.4-9 堆芯围板组件

2.3.3.3 堆芯下板组件

堆芯下板组件是堆芯燃料组件的定位板,也是堆芯流量的分配板。它是一块多孔板。在每组燃料组件的定位位置上,都设有4个直径为70mm的流水孔、2个燃料组件定位销孔及堆芯下板边缘的螺栓孔。其结构见图2.4-10。

在堆芯下板的中心设有可拆板,可拆板的中心就是堆芯

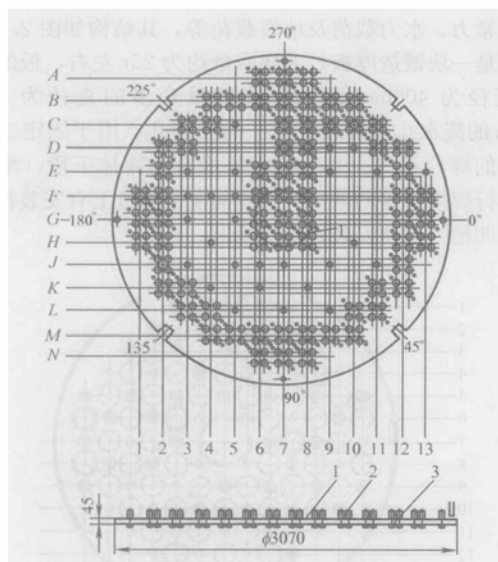


图 2.4-10 堆芯下板装配及人孔板装配示意
1—人孔板；2—燃料组件定位销；3—堆芯下板

下板的中心。可拆板的中心是个半盲孔，作为堆内构件对中安装时光标中心的定位孔。可拆板与堆芯下板是一个整体，通过螺栓和销钉将其与堆芯下板连接固定在一起，确保堆芯下板对堆芯部件中心区域燃料组件的支承作用。但在堆内构件首次安装时可暂时拆去，随即恢复。为此，可拆板安装后必须确保该板上的燃料组件定位销、流水孔不能发生任何位置度的变化。

为了提高堆芯下板组件的支承能力，在堆芯下板上还均布了一些堆芯支承柱的连接孔，以便通过堆芯支承柱将堆芯部件的荷载传递给吊篮底板。

为了给燃料组件定位，堆芯下板上对应每组燃料组件的位置都设置了2个指状定位销。该指状定位销为阶梯销类零件，从堆芯下板上表面插入销孔，在堆芯下板的下表面鱼眼坑内用圆螺母锁紧，并用焊接防松。安装好的每个指状定位销都应带上预先做好的防护帽，以防定位表面被划伤。

2.3.3.4 堆芯支承柱组件

堆芯支承柱组件结构见图 2.4-11，它位于堆芯下板和吊篮底板之间，将堆芯部件全部荷载传递给吊篮底板。堆芯支承柱组件在结构上有两种类型，却有着相同的外形尺寸，最大外径为 78mm，长约为 897mm；不同之处在于有通孔和无通孔。有通孔的堆芯支承柱组件放置在有堆芯注量测量管通过的位置上。堆芯支承柱组件通过两端的螺栓与堆芯下板和吊篮底板相连接。

2.3.3.5 热屏蔽组件

热屏蔽组件设置在吊篮筒体外对应堆芯活性区反射层较薄弱的4个扇形区域，为了制造和安装的方便，采用4组瓦片式结构。每一组都做

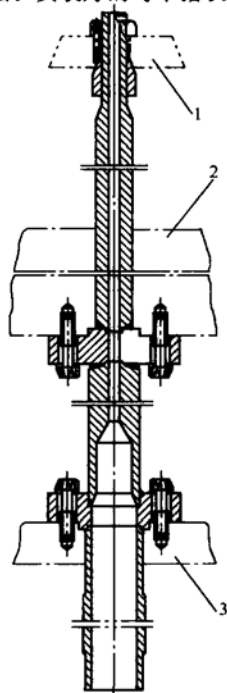


图 2.4-11 堆芯支承柱组件
1—堆芯下板；2—吊篮底板；3—格架

成上、下两节，共8节，并在两节之间用斜面搭接，以避免出现直缝，造成中子泄漏。每片扇形热屏蔽的扇形角约为 $35^{\circ} \sim 40^{\circ}$ ，板厚约为 70mm，上节长约为 1993mm，下节长约为 1822mm。每一块热屏蔽瓦片都通过 16 个螺栓和 3 个定位销固定在堆芯吊篮筒体的外表面，每一块热屏蔽瓦片的上端都设置了 2 个 M24 的起吊用螺孔。其中 3 组装有反应堆压力容器材料辐照监督样品架。样品架宽约为 234mm，长约为 1616mm，总厚约为 88mm，由垫板和通道槽组成，用螺栓固定在热屏蔽组件上。每个样品架提供 2 个压力容器材料辐照监督样品管的保持通道。

2.3.3.6 二次支承组件

二次支承组件结构如图 2.4-12 所示。它主要由 4 根二次支承柱及连接在其下端的 4 个能量吸收器组件和一块基础板构成。为了保护从堆底向上插入的注量测量导管，还利用二次支承柱固定格架板，使注量测量导管的保护套管固定在吊篮底板和格架板上。格架板有两层，它们既要固定注量测量导管的保护套管，又不能对流体形成过大阻力。

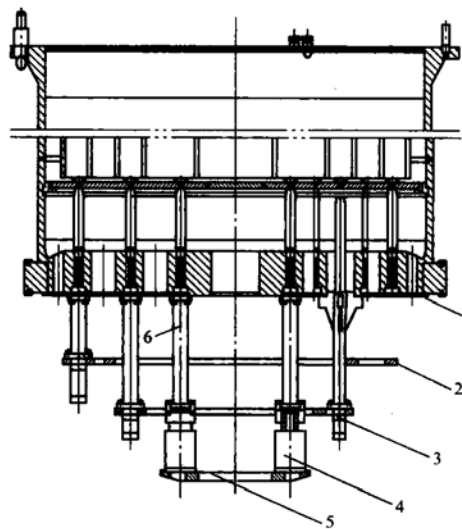


图 2.4-12 二次支承组件

1—吊篮底板；2—大格架板；3—小格架板；4—能量吸收器组件；5—基础板；6—二次支承柱

4 个能量吸收器组件的支管下端焊在正方形的基础板上，吸收能量的拉伸筒插入支管内，其上端外法兰焊在支管筒上端，连接在二次支承柱下端的冲头插入拉伸筒内，冲头的下端抵住拉伸筒的内法兰。堆芯跌落时的能量就可以由二次支承柱下端的冲头传递给拉伸筒，使拉伸筒产生拉伸变形，将堆芯跌落时的能量变成拉伸筒的变形能，实现对反应堆压力容器的保护。

2.3.4 控制棒导向组件

控制棒导向组件结构如图 2.4-13 所示。它由上段组件和下段组件两部分构成。上段为圆柱形，最大外径约为 230mm，长约为 1680mm；下段为方形柱，长约为 2400mm，断面约为 190mm×190mm。上、下两段通过中间的方法兰连接。在导向方式上，控制棒导向组件采用连续导向和断续导向相结合的方式。上段用 4 层圆形导向格板断续导向，下段采用长约 500mm 的 C 形管、双联管连续导向和多层方形导向格板断续导向相结合的办法实现对控制棒的全程导向。

上段组件结构如图 2.4-14 所示。它主要由圆筒、圆格板、防转杆、方法兰、上端板及径向定位销组成。圆筒外径为 230mm，壁厚约为 15mm，长约为 1600mm。其上端设有止口，下端有焊接坡口，分别与上端板和下端的方法兰焊

接。两根防转杆的直径约为 15mm, 长约为 1600mm, 其一端插入上端板并焊接固定, 另一端穿过每一层圆格板, 使圆格板的导向孔都处在相同的方位上, 确保每层格板上 24 个导向孔的中心都与其他各层格板上相同方位导向孔的中心同心。再用 4 个径向定位销将每层圆格板定位在圆筒壁上。

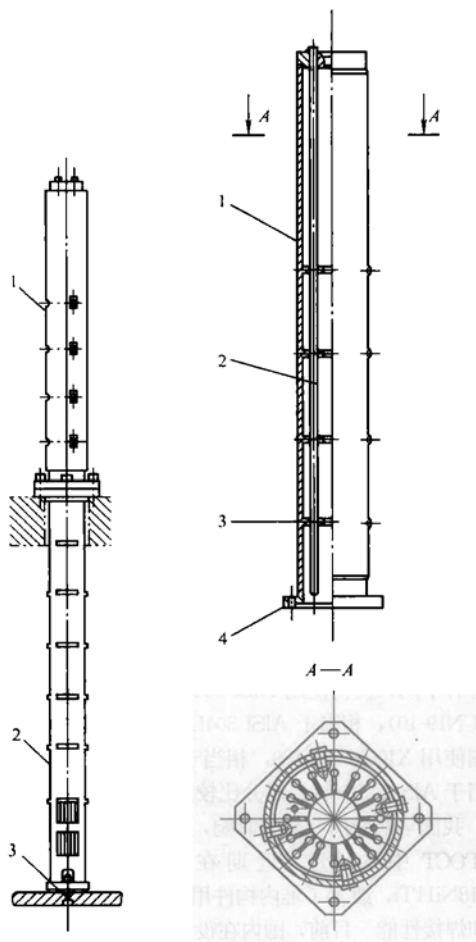


图 2.4-13 控制棒导向组件

1—上段组件; 2—下段组件; 2—防转杆; 3—圆形导向格板; 3—弹性销

图 2.4-14 上段组件

1—上部导向格板套筒; 4—连接法兰

下段组件由连续导向段、半方管、导向格板和中间法兰组成, 其具体结构示见图 2.4-15。连续导向段、多层导向格板和中间法兰是在两个半方管焊接合成方管时固定在一起的。焊接是在专用的模具上用真空电子束焊完成的, 以保证导向格板与连续导向段的同心性。

连续导向段结构如图 2.4-16 所示。它由一块方格板、下端的法兰格板、8 根长约 500mm 的 C 形管和 8 根双联管焊接而成。焊接应在精心制作的模具上进行, 以确保 8 根 C 形管和 8 根双联管的中心线平行, 并与方格板和下端的法兰格板垂直。

2.3.5 其他部件

堆内构件的内部结构件 (IS) 包括控制棒导向组件、压紧弹簧、热屏蔽组件、二次支承组件、堆芯仪表套 (导) 管定位约束件、辐照监督管支架、定位键和流量分配结构件。控制棒导向组件、热屏蔽组件、辐照监督管支架、二次支承组件已在前面作了描述, 这里仅对压紧弹簧、堆芯仪表套 (导) 管定位约束件、定位键和流量分配结构件作简单介绍。

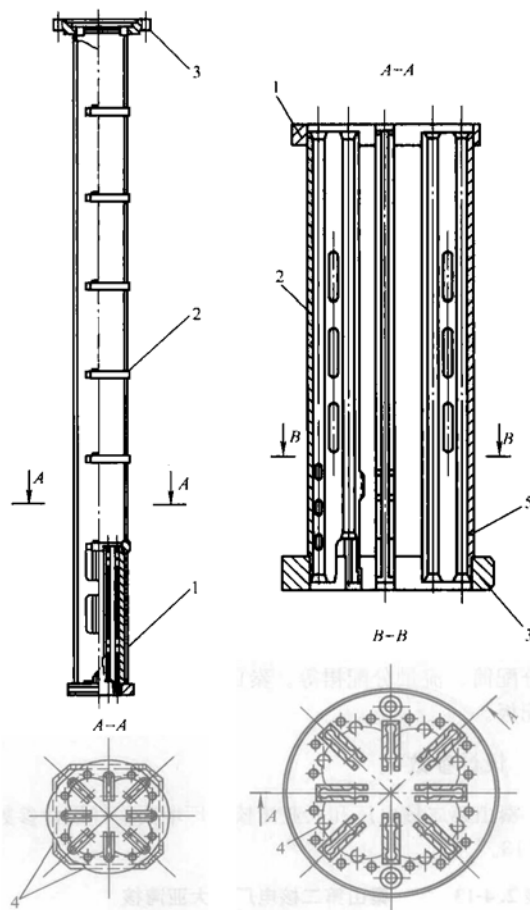


图 2.4-15 下段组件

图 2.4-16 连续导向段

1—连续导向段; 2—导向格板; 1—上端格板; 2—双连管 I; 3—连续法兰格板; 3—下端法兰格板; 4—C 形管; 4—半方管; 5—双连管 II

2.3.5.1 压紧弹簧

压紧弹簧放置在吊篮法兰和压紧法兰之间, 用于给吊篮部件提供足够的压紧力, 使之具有抵抗外来冲击载荷的能力, 确保堆芯部件的安全; 使用压紧弹簧的另一个目的是补偿堆内构件材料和反应堆压力容器材料的热胀差。

压紧弹簧有多种形式, 有组合弹簧, 也有单件弹簧。在组合弹簧中, 有组合碟形弹簧, 也有组合螺旋弹簧。由于结构空间的制约, 这些组合弹簧都固定在一个略小于吊篮法兰直径的圆环上。现有压水堆中多用单件弹簧。压紧弹簧总的要求是弹簧的刚度大, 以达到在很小的变形范围内获得足够大的变形能的要求, 因此, 碟形弹簧成为首选。目前, 我国采用了变种碟形弹簧, 即一个大的环形弹簧, 其内径略大于吊篮法兰内径, 环的宽度约为 225mm, 环的高度约为 95mm, 用一整体锻环加工制成。

2.3.5.2 定位键

在堆内构件中有 4 个定位键, 分别布置在吊篮法兰的 0°、90°、180°、270°的位置上, 用于定位反应堆压力容器顶盖、堆内构件的压紧部件、吊篮部件和反应堆压力容器筒体, 称之为四位一体键。

每个定位键都通过两个定位销和 4 个螺栓定位固定在吊篮法兰上。定位键全长 475mm, 分 3 个定位段, 中间断面尺寸为 110mm×196mm, 用于定位压紧部件。上下两段的断面尺寸均为 70mm×80mm, 分别用于反应堆压力容器筒

体和反应堆压力容器顶盖的定位。

2.3.5.3 堆芯仪表套(导)管定位约束件

堆芯仪表是指测量堆芯中子注量率和堆芯出口温度及反应堆水位的仪表。这些仪表在其套(导)管的保护下进入反应堆时,都需要由堆内构件提供保护和定位约束,使它们在反应堆中有固定的工作位置。目前,世界上使用西屋技术的压水堆核电厂绝大多数都用相同的堆芯测量方式,即测量堆芯出口温度的热电偶从堆顶引出,测量堆芯中子注量率的小型移动裂变室从堆底引出。只有前西德 KWU 建造的压水堆核电站,使用了不同的中子注量率测量仪表,其堆芯中子注量率测量仪表套(导)管和堆芯出口温度测量仪表都从堆顶引出。

2.3.5.4 流量分配结构件

对于环路式反应堆,其冷却剂只能从几个入口进入反应堆压力容器,沿压力容器内壁和堆芯吊篮外壁的环形腔向下流到堆底下腔室后再向上流入堆芯入口。为使堆芯流量均匀,在堆芯入口处设置流量分配结构件是必要的。由于堆芯下腔室的流动复杂,又有二次支承结构件的存在,使得流量分配结构件的布置受到了一定的制约。目前已有的流量分配结构件有流量分配板、锅底形流量分配板、流量分配筒、流量分配裙等。秦山第二核电厂采用的是流量分配板。

2.4 设计参数

秦山第二核电厂和大亚湾核电厂堆内构件设计参数见表 2.4-13。

表 2.4-13 秦山第二核电厂和大亚湾核电厂堆内构件设计参数 (mm)

部件	参 数	数 值	
		秦山第二核电厂	大亚湾核电厂
压紧部件	压紧法兰外径厚度	3630/115	3915/115
	压紧筒直径	3060	3395
	压紧板厚度	280	305
	压紧柱数量(根)	30	40
	堆芯上板厚度	70	76
	控制棒导向组件数量(根)	33	61
	上空腔高度	2520	2125.86
吊篮部件	吊篮法兰直径/厚度	3630/93.8	3915/89
	吊篮筒体内径/壁厚	3080/50	3405/50.8
	吊篮筒体高度	8170	8240.52
	吊篮底板厚度	380	406
	堆芯下板厚度	45	45

表 2.4-14 堆内构件主要材料成分 (%)

设计公司	牌号	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	Ti	Nb	N ₂	Co
中国核动力研究院设计院	304NG	0.035	1.00	2.00	0.03	0.02	18.50~20.0	9.0~10.0		0.08			0.80~0.10	0.08
法马通	Z2CN19-10	0.035	1.00	2.00	0.040	0.030	18.50~20.0	9.0~10.00		1.00			0.080	
德 国	X10CrNiNb189	0.10	1.0	2.0			17.0~19.0	9.0~11.5				8×%C		

2.5 材料

2.5.1 堆内构件的材料特性

2.5.1.1 一般要求

堆内构件结构复杂,工作在高温、高压、高辐射和高纯水的环境中,因此堆内构件的材料必须具有:

- (1) 足够的、稳定的高温力学性能。
- (2) 良好的加工性能。
- (3) 良好的焊接性能。
- (4) 高的耐辐照性能。
- (5) 良好的耐腐蚀性能。

2.5.1.2 基本要求

堆内构件材料的基本性能是:

- (1) 在长期高温和强辐照下具有足够的强度、塑韧性及抗疲劳性能。
- (2) 在长期中子辐照下应保持较低活性积累。尽量限制或禁止使用含有活化截面大、半衰期长、辐照后易脆化元素的材料。
- (3) 在长期高温和强辐照条件下应具有良好的耐腐蚀性能。
- (4) 材料含钴量(质量比)控制:靠近堆芯部分限制在 0.10% 以内,其他部位应在 0.20% 以内。
- (5) 有良好的工艺性、可焊性。

2.5.2 各国堆内构件主要材料比较

为了满足堆内构件材料的使用要求,目前世界上各国均使用奥氏体不锈钢作为堆内构件的主要材料。在具体使用牌号上又各有不同,美国使用 AISI 304;法国使用超低碳控氮不锈钢(Z2CN19-10),相当于 AISI 304LN;日本照搬美国的 AISI 304;德国使用 X10CrNiNb189,相当于 AISI 347;前苏联使用 Я1Т,相当于 AISI 321。材料成分比较见表 2.4-14。

我国早期受前苏联的影响,使用 1Cr18Ni9Ti,相当于前苏联 ГОСТ 中的 Я1Т。近期在 1Cr18Ni9Ti 基础上发展为 0Cr18Ni11Ti,改善了堆内构件用材料的性能,提高了抗腐蚀性能和焊接性能。目前,国内在役和在建大型核电站(田湾核电站及秦山第三核电站除外)中使用的都是超低碳控氮不锈钢。

2.6 制造

2.6.1 技术难点与关键工艺

堆内构件的制造难点和关键技术如下。

2.6.1.1 卷板和成形技术

吊篮筒体为薄壁筒体,如何提高卷焊成形的精度是必须解决的问题。卷板精度高,卷焊的错边量小,毛坯板的厚度就可减薄,机加工量可减少,成本则可降低。因此卷板和成形技术是堆内构件加工的第一个关键技术。

2.6.1.2 焊接技术

焊接技术是核设备制造中必须解决的关键技术,堆内构件也不例外。焊接工作在堆内构件的制造中占有相当大的份额,所用的焊接方法也比较多,既有热丝 TIG 焊,又有真

空电子束焊；既有大坡口的双面U形焊，又有手工熔覆的防松焊；既有手工氩弧焊，又有耐磨堆焊。因此，堆内构件的制造者必须掌握不锈钢的焊接技术及焊接变形控制技术。

2.6.1.3 大尺寸薄壁筒体的精加工技术

大尺寸薄壁筒体的精加工技术主要用在吊篮筒体加工上。焊接成形的吊篮筒体是个薄壁筒体，一般采用立式装卡，以减小变形。因此，必须认真研究吊篮筒体的加工工艺和配套的工装。

2.6.1.4 大厚度锻板的平面和精定位孔的加工

按目前的设计，堆内构件中有四块大厚度锻板，有平面度和精定位孔的加工要求。这也是要认真研究加工工艺和配套工装的。

2.6.1.5 热处理技术

堆内构件是为堆芯部件提供稳定可靠的定位和支承的。为此，应进行消除应力热处理，以消除制造过程中（焊接等）产生的残余应力。堆内构件制造厂必须掌握不锈钢的热处理技术。

2.6.1.6 无损检测技术

在制造过程中为了判定产品质量合格与否，应使用目视检验、射线探伤、超声波探伤、磁粉探伤、液体渗透检验和涡流探伤等方法对产品表面质量及其内在质量进行检验。

2.6.1.7 导向格板的精加工技术

导向格板是控制棒导向组件的基本零件，它的质量直接

影响着控制棒导向组件的合格率。因此，导向格板加工既要有稳定的加工工艺，又要有精良的加工机床作保证。

2.6.1.8 半方管、双联管焊接变形控制技术

作为控制棒连续导向的双联管及固定导向格板的半方管采用真空电子束焊，为了确保焊接过程中不产生不可接受的变形，必须掌握这种焊接变形的控制技术。

2.6.1.9 C形管的成形加工技术

C形管也是控制棒连续导向零件，它由直径略大于控制棒的管子开口成形。必须掌握小管轴向开口的变形规律，加工出合格的C形管。

2.6.1.10 条形薄板精加工技术

该项技术是确保堆芯围板组件中侧板加工质量的必备技术。

2.6.1.11 准直望远镜应用技术

将准直望远镜应用于堆芯上板、堆芯下板、压紧板及吊篮底板各孔系的对中参数调整，确保反应堆控制棒驱动线的准确对中，这项技术对于堆内构件安装是非常必要的。

2.6.2 主要零部件生产工艺流程

2.6.2.1 压紧部件生产工艺流程

压紧部件生产工艺流程如图2.4-17所示。

2.6.2.2 吊篮部件生产工艺流程

吊篮部件生产工艺流程如图2.4-18所示。

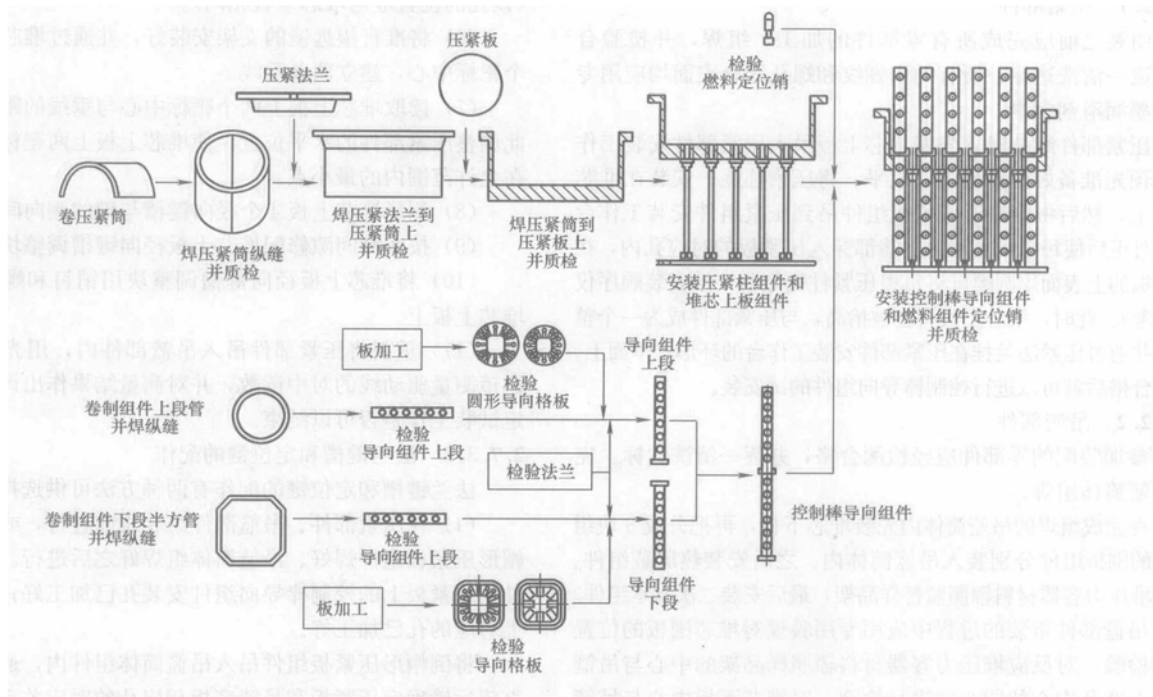


图 2.4-17 压紧部件生产流程

2.7 组装、安装、调试及试验

2.7.1 堆内构件的产地装配条件

堆内构件的产地装配是在生产车间内进行的。装配车间应具备如下条件：

(1) 参与本项装配工作的人都应培训合格，获得授权，持证上岗。

(2) 装配场地应有足够的起吊能力。

(3) 应有专用台架。压紧部件的存放和组装工作台架净空高应不低于3.5m，承载能力应不低于50t。吊篮部件的组

装工作台架净空高应不低于9m，承载能力应不低于100t，还必须具有足够的刚度。而且其周围应设有一定宽度的环形工作平台。台架和环形平台可以设计成可拆式，环形支承面应用不锈钢材料制造，其支承面内径应小于堆内构件法兰外径50~100mm，支承环应可拆，以适应堆内构件法兰尺寸的变化。

(4) 准直望远镜支架。该支架用于支承和固定准直望远镜。支架上至少设有两个机座孔，其中一个孔为中心孔，另一个孔的位置应是堆芯边缘离中心孔最近的栅元孔。

(5) 装配场地。场地必须满足一定的清洁度要求，并能

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

接口问题，具体内容如下。

- (1) 定位键在吊篮法兰键槽内三个方向的间隙。
- (2) 吊篮筒体出口端面与压力容器出口端面的间隙。
- (3) 吊篮筒体下端径向支承块的径向间隙和周向间隙。
- (4) 二次支承基础板与反应堆压力容器底封头内表面的间隙。

(5) 吊篮法兰、压紧法兰与压力容器支承台阶内径的间隙。

(6) 压紧法兰上表面与压力容器密封面间在压力容器顶盖组装前和吊走后的尺寸测量。

- (7) 压紧部件安装前后压紧弹簧的变形测量。

2.7.4.2 现场安装的必备条件

(1) 堆水池存放架安装就位，堆水池存放架包括压紧部件存放架和吊篮部件存放架。

- (2) 堆内构件专用吊具调试合格。

- (3) 专用测量工具齐备。

2.8 包装运输原则

堆内构件制造商必须确保堆内构件从产地到核电站现场的安全运输，并为此制造专用的运输包装设备。包装设备应能确保验收合格的堆内构件在运输的全过程中不发生任何塑性变形，不受任何污染。

3 蒸汽发生器

蒸汽发生器是核电站的重要设备，其特点是尺寸大（高度为 21m，外径约为 4.5m）、结构复杂、内部构件多、锻件重、材质要求高、焊接难度大。其中，管板加工、支承板梅花形孔加工、液压胀管等更是要求极高。本节以 60F 和 55/19B 型蒸汽发生器为例，对其设计、制造中的几个关键工艺和制造难点进行逐一介绍。

3.1 功能

蒸汽发生器一方面将反应堆所产生的热量传递给二次侧的工作介质水，将水加热成为饱和蒸汽，从而推动汽轮机发电；另一方面，蒸汽发生器起着将带放射性的反应堆冷却剂与不带放射性的二回路水隔离的作用。

3.2 设计准则

3.2.1 法规和导则

我国国家核安全局颁布的有关核安全的法规和导则（HAF 和 HAD 系列）。

3.2.2 设计和建造规范

- (1)（参照）ASME 美国锅炉及压力容器规范。
- (2) RCC-M 法国 900MWe 压水堆核岛机械设备设计和建造规则。
- (3) RSEM 法国压水堆核电厂在役检查规则。

3.2.3 其他标准

- (1) 美国国家标准（ANSI）。
- (2) 美国焊接协会（AWS）。
- (3) 美国联邦法规（10CFR）。
- (4) 美国核管会管理导则（RG）。
- (5) 法国相关的国家标准（AFNOR）。

3.2.4 设计准则

(1) 当反应堆冷却剂系统及给水系统以规定的参数运行时，蒸汽发生器能够按照规定的压力、温度和流量提供干度不低于 99.75% 的干饱和蒸汽。

(2) 在 15%~100% 的负荷范围内，蒸汽发生器以每分钟 5% 的负荷提升或降低时，或以 10% 的负荷阶跃变化提升或降低时，蒸汽发生器能够提供符合要求的蒸汽。

(3) 蒸汽发生器二次侧有足够的循环倍率和良好的流动状态，可以防止杂质局部浓缩而引起的传热管腐蚀。

(4) 蒸汽发生器一、二次侧按水化学技术条件规定的水质运行时，传热管的污垢系数不超过设计值；同时在传热管堵管率不超过设计值的情况下，能保持要求的蒸汽产量和蒸汽品质，从而保证核电厂的设计功率。

(5) 在蒸汽发生器运行期间，一次侧向二次侧的泄漏率不超过设计限值。

(6) 蒸汽发生器满足在役检查的要求，具有良好的可达性。

(7) 蒸汽发生器的设计寿命为 40 年或 60 年。

3.2.5 设备分级

蒸汽发生器设备等级分类见表 2.4-15。

表 2.4-15 设备等级分类

分 级		核安全等级	规范等级	质量等级	抗震类别
部 位	一次侧	1	1	Q1	Ⅱ
	二次侧	2	2	Q1	Ⅱ

3.3 结构描述

55/19B 型或 60F 型蒸汽发生器，都是自然循环式蒸汽发生器，均由两大部分组成，即下部由水室和管束构成蒸发部分，上部由汽水分离器和干燥器组成汽水分离部分。蒸汽发生器为立式，给水从管束上方进入蒸汽发生器，依靠自然循环，给水和再循环水沿管束套筒与下筒体的环形下降通道向下流动，进入传热管间被加热，产生的汽水混合物沿管束上升进入一级分离器，最后经干燥器流出蒸汽发生器。

60F 型蒸汽发生器的结构见图 2.4-19，55/19B 型蒸汽发生器的结构见图 2.4-20。蒸汽发生器的主要部件包括：下

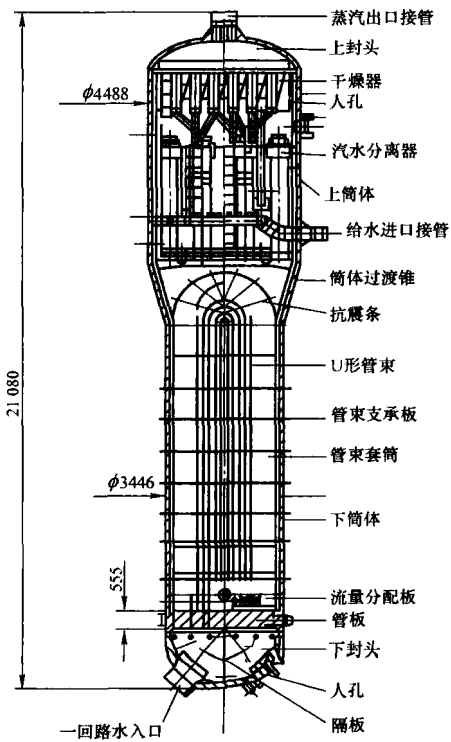


图 2.4-19 60F 型蒸汽发生器

封头组件、传热管束组件、二次侧壳体组件、二次侧下部内部构件及上部内部构件等。

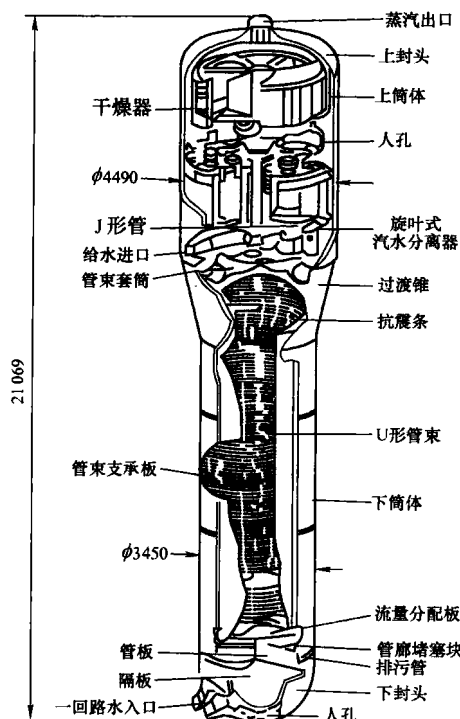


图 2.4-20 55/19B 型蒸汽发生器

3.3.1 下封头

下封头为半球形，材质为 SA-508cl. 3a，采用整体锻造工艺，即一次侧的进出口接管、人孔座和支承凸台都锻成一体。由 Inconel-690 隔板将球形封头分成进、出两个水室。内表面堆焊超低碳不锈钢 309L 和 308L，堆焊三层后进行机械加工以降低内部的粗糙度，提高抗腐蚀能力。球形外表面均匀分布 4 个凸台，构成蒸汽发生器的下部支撑。

下封头的进、出口腔室分别设有进、出口接管，在接管的端部预堆镍基合金，并焊有长为 200mm 的不锈钢（材料为 Z2CND18.12 的控氮不锈钢）安全端，以改善设备与管道的连接性能。为了便于检修时隔断反应堆冷却剂，在进、出口接管与下封头连接处的下封头腔室内设置密封环座，供安装密封挡板之用。

在下封头的进、出口腔室分别设有 $\phi 406$ 的人孔，以便进行传热管的涡流检查和堵管操作。在人孔法兰密封垫片与人孔盖板之间，设置不锈钢压板，防止反应堆冷却剂与人孔碳钢盖板接触。密封垫片采用石墨缠绕垫片，用 16 根 M48 \times 3mm 的螺栓穿过人孔盖板压紧缠绕垫片。

3.3.2 管板

管板材质为 SA-508 cl. 3a，在管板一次侧堆焊 Inconel-690 镍基合金表面。管板上、下端都有凸缘段，以便与二次侧筒体和下封头进行对接焊。管板上钻有与倒 U 形管相对应的 $\phi 19.32$ 的管孔，以便穿过传热管。此外，管板上还装有排污装置。

3.3.3 传热管束

传热管束由 $\phi 19.05 \times 1.09$ mm 的经过特殊热处理的 Inconel-690TT 管子构成。传热管为正方形排列，管子节距为 27.43mm。传热管与管板的连接采用全深度的液压胀管加密封焊接。传热管为倒 U 形，两端分别与下封头的进水腔和出水腔连通，反应堆冷却剂由进水腔通过倒 U 形管流到出水腔。

3.3.4 二次侧承压筒体

二次侧承压筒体包括下筒体、过渡锥、上筒体和上封头。其中，下筒体由三段筒体组成，内径为 3286mm；上筒体由两段筒体组成，内径为 4280mm。两个不同直径的筒体由两端带有直段的过渡锥连接起来。上封头为锻压的椭球封头，与上筒体相连接，封头的顶部有出口接管，它与封头整体锻成一体，而不是焊接的。二次侧承压筒体材质均为 SA-508cl. 3a。

3.3.5 流量分配板

在管板二次侧上方管束套筒内设置一块厚为 19mm 的流量分配板，其中心有一个当量直径为 1080mm 的大孔，迫使二次侧大部分工作介质由中心通过，并产生横向冲刷，提高再循环介质的横向冲刷速度，从而减少泥渣的淤积。流量分配板的材料为 SA240 TYPE405 不锈钢。

3.3.6 管子支承板

为了保持传热管的间距，防止传热管的机械振动和水力激振，在管束直段均匀分布了 9 块材质为 SA240 TYPE405 的不锈钢管子支承板。支承板的纵向间隔用定距杆保持。支承板上管孔加工成四叶孔，与传热管接触的管边为直边，以避免传热管的腐蚀磨损，且有效地避免了早期蒸汽发生器曾经发生过的传热管的凹痕腐蚀。二次侧的汽水混合物从四叶孔流过。

3.3.7 防振架

在传热管的 U 形弯头区设置了 3 组防振架条，材质为 405 型不锈钢，端部采用镍基合金焊接。通过合理控制防振条与传热管的间隙，防止管子的微振磨损。

3.3.8 管巷挡块

U 形管的最小弯曲半径决定了在管板中心区存在宽度约为 150mm 的空巷，二次侧流体可由此巷通过而造成短路。为了避免这种现象的发生，在管巷中设置了 12 个挡块，以阻挡流体从此通过。该挡块还用于支撑排污管和蒸汽发生器的维修工具。

3.3.9 排污管

管板二次侧管巷中设有两根排污管，沿排污管的轴向开有孔径不同的疏水孔。每台蒸汽发生器的正常排污量为额定蒸汽产量的 0.86%。排污管的材质为 Inconel-690。

3.3.10 给水分配器

给水通过给水接管进入蒸汽发生器给水环，通过焊接在给水环上的 36 个非对称布置的 J 形管进入下筒体和管束套筒的环形通道。其中，给水环的材料为 Z2CND17.12 不锈钢，J 形管的材料为 Inconel-600 (NC15Fe)。通过非对称布置的 J 形管，以及在下筒体和管束套筒的环形通道中设置纵向隔板，使给水的约 3/4 进入热侧，1/4 进入冷侧。

为了避免给水接管处产生热疲劳裂纹，在接管内侧设置隔热套筒。

3.3.11 汽水分离器

蒸汽发生器内设有外径为 508mm 的旋叶式汽水分离器 16（或 18）个，以便将蒸汽中的水分离出来。汽水分离器分内外两圈布置，与管束套筒顶板和弯板相焊接。每个分离器由 4 片螺旋叶片构成，螺旋叶片升角为 30°。分离器分离出来的水大部分从环形下降通道排入二次侧水通道，小部分从顶部切向出口排出，同样进入环形下降通道。一次减湿后的蒸汽向上流出分离器。汽水分离器由下甲板和上甲板支撑，保持分离器的轴向位置。

3.3.12 干燥器

一次减湿后的蒸汽通过干燥器进一步提高干度。60F 和

55/19B 蒸汽发生器的干燥器是有区别的,分述于后。

3.3.12.1 60F 蒸汽发生器干燥器

干燥器为单层平行排列,由 6 个平行干燥单元组成,且左、右对称。整个干燥器有三种类型(左、中、右)的干燥单元,其尺寸分别为 4080mm×225.6mm×1190.5mm、3694mm×1190.5mm×1190.5mm 和 2622mm×225.6mm×1190.5mm。其波纹板的间距均为 16mm。干燥器排出的水由疏水管流到下降通道入口。干燥器单元之间用隔板分隔,整个干燥器通过一个短筒与上封头连接。这种布置结构十分紧凑,有效地利用了上部空间。

3.3.12.2 55/19B 蒸汽发生器干燥器

干燥器为星形组件,由 12 个干燥单元组成,每个单元尺寸均为 1393mm×1453mm×206mm。其中,6 个单元排列在周向构成六边形,其余 6 个排列在径向。整个干燥器含有约 800 片带钩片形板,材料为 Z2CND17.12 不锈钢。干燥器排出的水经疏水管流到下降通道入口。干燥器单元之间用隔板分开,导流板与水平方向成 30° 夹角。整个星形干燥器通过一个短筒(干燥器吊筒)与上封头连接。这种布置结构也十分紧凑,有效地利用了上部空间。

3.3.13 限流器

限流器由 7 个文丘里管组成,总流通面积为 0.13m²,它们分别嵌在上封头蒸汽出口接管的 7 个孔中,以限制在事故工况下蒸汽突然大量外流。文丘里管的下端与上封头的堆焊层焊接,文丘里管喉径为 153.2mm,材质为 Inconel-690。

3.3.14 淤泥收集器

淤泥收集器安装在汽水分离器的底板上,用于二次侧给水中污物分离。淤泥收集器外径为 3230mm,高度为 300mm,内装隔板。部分分离出的水进入淤泥收集器中,以较低的速度流动,可获得需要的“相对静止”环境,使悬浮在水中的杂质得以重力沉淀。本收集器还装有喷水管和吸渣管,所收集的泥渣可定期用高压水冲出。

3.3.15 检查孔系

为了进行内部构件的检查、冲洗和维修,在蒸汽发生器二次侧筒体上和对应套筒上开设检查孔、手孔和人孔。

在二次侧筒体上开孔尺寸为:在离管板二次侧上表面 301mm 处,在管巷方向对称开设两个 φ50.5 的检查孔;在离管板二次侧上表面 351mm 处,在管巷垂直方向对称开设两个 φ50.5 的检查孔;在离管板二次侧表面 492mm 处,在管巷方向对称开设两个 φ152.7 的手孔;为了检查流量分配板,在离管板二次侧上表面 625mm 处,在管巷垂直方向对称开设两个 φ50.5 的检查孔;在离下封头支承表面 16680mm 处,对称开设两个 φ406.7 的人孔,以便对上部内构件进行检查和维修。为防止流体从套筒开孔处短路,在每个开孔处设置专用堵头。

3.4 设计参数

秦山第二核电厂使用 60F 蒸汽发生器,大亚湾核电站使用 55/19B 蒸汽发生器,主要参数见表 2.4-16。

表 2.4-16 蒸汽发生器主要参数

蒸汽发生器型号	60F	55/19B
一次侧设计压力 (MPa)	17.23	17.23
二次侧设计压力 (MPa)	8.6	8.6
一次侧设计温度 (℃)	343	343

续表

蒸汽发生器型号	60F	55/19B
二次侧设计温度 (℃)	316	316
零功率下反应堆冷却剂温度 (℃)	290.8	291.4
额定热功率 (MW _t)	968	968.33
热工设计流量 (t/h)	23 320	22 840
总传热面积 (m ²)	5630	5429
给水温度 (℃)	230	226
蒸汽产量 (t/h)	1952	1934.4
蒸汽出口压力 (MPa)	6.71	6.71
蒸汽最大湿度 (% , 质量)	0.10	0.25
最大外直径 (mm)	4487.8	4490
总高度 (mm)	21 080	21 069
总干质量 (t)	338	345
传热管材料	Inconel-690TT	Inconel-690TT
传热管数量 (根)	4640	4474
传热管外径 (mm)	19.05	19.05
传热管壁厚 (mm)	1.09	1.09
传热管排列方式	正方形	正方形
汽水分离器数 (个)	18	16
干燥器排列方式	平行	单层星形
一、二次侧水压试验温度 (℃)	>RT _{NDR} +33	>RT _{NDR} +33
主要承压壳体材料	18MND5	18MND5

3.5 材料

蒸汽发生器主要部件用材料见表 2.4-17。蒸汽发生器承压部件材料采用美国 ASME 规范的编号为 SA-508cl. 3a 的低合金钢,并需补充附加要求,如要求供货方做锻件的高温性能试验等。承压部件材料也可采用法国 RCC-M 规范的牌号 18MND5。一次侧接管的安全端则采用法国 RCC-M 规范的牌号 Z2CND18-12。

蒸汽发生器的传热管材选用 Inconel-690 (ASME SB-163W/CN-20-3)。国内外对这种管材进行了广泛、深入地研究,认为它代替 Inconel-600 是合适的,而且性能更好。

根据国外的蒸汽发生器使用和设计经验,选用 Inconel-690 作传热管。因为在化学成分上,与 Inconel-600 相比,Inconel-690 提高了 Cr 含量,降低了 Ni 含量,使得该合金管材具有更优良的抗腐蚀能力。在反应堆一回路介质中,对应力腐蚀裂纹不敏感,比 Inconel-600 合金更耐均匀腐蚀,且腐蚀产物释放率比 Inconel-600 低;在二回路介质中,对氯离子应力腐蚀有较好的稳定性,腐蚀倾向比 Inconel-600 合金更小;在高温下,耐碱应力腐蚀和耐点蚀性能均优于 Inconel-600。

管板一次侧(与反应堆冷却剂接触)堆焊因科镍合金 ASME SFA5.14CL ERNiCr-3 (UNS N06082) 和 ASME SFA5.11CL ERNiCr7 (UNS W861521)。

管子支承板采用 ASME SA-240TYPE405 不锈钢制造,这种材料在使用中具有较好的耐腐蚀性能。承压部件材料和传热管材的化学成分见表 2.4-18,其力学性能见表 2.4-19。

表 2.4-17 蒸汽发生器主要部件用材料

部 件	法国 RCC-M 牌号	美国 ASME 编号
下封头	18MND5 锻件	SA-508cl. 3a
管板	18MND5 锻件	SA-508cl. 3a
反应堆冷却剂进、出口接管安全端	Z2CND18-12	
二次侧承压壳体	18MND5 板材(或锻件)	SA-508cl. 3a
二次侧仪表接管	18MND5	SA-508cl. 1a
给水接管安全端		SA-106GR. 8
蒸汽出口接管安全端		SA-106GR. 8
螺栓		SA-193GR. B7
螺母		SA-194GR. 7
管板堆焊层	ERNiCr-3 ERNiCr-7	SFA-14cl. SFA-5. 11cl.
下封头堆焊层	ER309L/ER308L	SFA-5. 9cl.
传热管	Inconel-690	SB-163W

表 2.4-18 承压部件材料与传热管材的化学成分 (%)

牌 号	C	Mn	Mo	Ni	Cr	Si	S	P	Co
SA508-3	0.15 ~ 0.25	1.20 ~ 1.50	0.45 ~ 0.60	0.4 ~ 1.00	≤0.25	0.15 ~ 0.35	≤0.025	≤0.025	
Inconel-690	0.01 ~ 0.04	≤0.50		≥58 ~ 31	28 ~ 31	≤0.50	≤0.015	≤0.025	≤0.10

表 2.4-19 承压部件材料与传热管材的力学性能

牌 号	$R_{p0.2}$ (MPa)	R_m (MPa)	A (%)	压缩比 (%)
SA-508-3	≥400	550~725	≥18	
Inconel-690	275~450	≥550		30

3.6 制造

3.6.1 主要工艺流程

蒸汽发生器制造的主要工艺流程见图 2.4-21。工序如下。

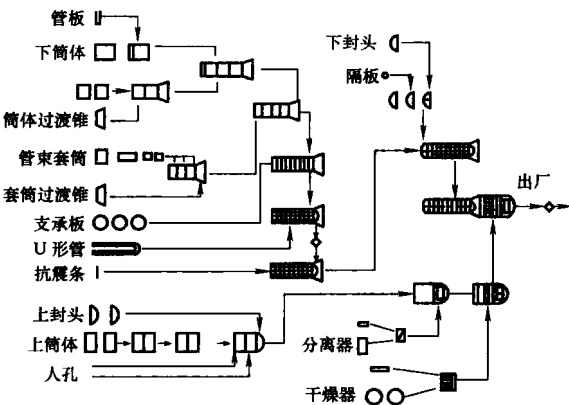


图 2.4-21 主要工艺流程框图

- 工序 1：将管板与下筒体相焊。
工序 2：将上筒体与筒体过渡锥相焊。
工序 3：将工序 1 和工序 2 完成的组件相焊。
工序 4：将各节管束套筒相焊以后在与套筒过渡锥相焊。
工序 5：安装支承板，然后穿管。

工序 6：上封头与上部各筒体相焊；同时下封头焊上隔板，并与下筒体（含管板）相焊。

工序 7：在上部筒体组件中安装分离器与干燥器，安装上下甲板。

工序 8：将上部组件与下部组件相焊，完成整体组装，然后出厂。

3.6.2 关键工艺或制造难点

蒸汽发生器是一个重要而又复杂的设备，制造上有许多难点，主要关键工艺和技术要求如下。

3.6.2.1 深孔钻

每台蒸汽发生器在管板上有近万个管孔，管孔直径为 (19.32 ± 0.05) mm，孔距为 (27.43 ± 0.30) mm，管孔的表面粗糙度为 $3.2 \mu\text{m}$ 。要求各管孔轴线与管板轴线相平行。

为达到上述要求，必须要有专门的深孔钻，通常为三轴深孔钻床。孔径的公差为 ± 0.05 mm，正节距（即钻头的起始端）公差为 ± 0.15 mm，反节距（即钻头的出口端）公差为 ± 0.30 mm。要在近万个孔上达到上述要求并非易事，因管板厚度在 700 mm 左右。万一管孔超差过多，势必造成管板锻件报废，经济损失严重。

3.6.2.2 梅花形孔

每台蒸汽发生器有 9 块管子支承板。每块支承板厚度约为 30 mm，外径大约为 3100 mm，材料是 405 不锈钢（13% Cr）。采用四叶形管孔（或三叶形管孔），俗称梅花形孔。孔的表面粗糙度为 $3.2 \mu\text{m}$ ，孔中心对基面垂直度为 $(0.05/300)$ mm，通常用专用拉床来实现。根据拉床的功率大小，一般是几块支承板组合在一起拉削。拉刀外圆成塔形，外刃由小增大。

3.6.2.3 焊接

蒸汽发生器的焊接工作量很大，筒体上有近 10 条环焊缝，还有人孔焊缝（二次侧）及管板、下封头和进、出接管安全端的堆焊层；堆焊包括镍基合金堆焊与奥氏体不锈钢堆焊。所有承压焊缝均为全焊透的一级焊缝，并需经过全面的质量检查，如射线、超声、磁粉检查等。大量的传热管端部密封焊要求严格的密封可靠性，必须用氦气检漏，泄漏量应低于 $1 \times 10^{-8} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 。

3.6.2.4 液压胀管

蒸汽发生器最重要的加工工艺之一是液压胀管，其质量的好坏将直接关系到蒸汽发生器的安全可靠。要求在管板孔中对传热管进行全深度的胀接，在一定胀管率下要求拔脱力达到规定的数值，管孔内表面不允许划伤，在二次侧的胀管尾部要进行消除应力胀管，以减少残余应力，从而避免应力腐蚀的可能性。此外，应避免发生过胀，其机械胀管的残余应力过大是不允许的。

3.6.2.5 穿管组装

U 形传热管要穿过 9 块管子支承板和一块流量分配板，再穿入管板上的 $\phi 19.32$ 的管孔中。在穿管过程中不允许对传热管表面产生划伤。为使各个管子支承板孔与管板孔精确对中，要用光学准直仪定位后才进行穿管。穿管时应轻推前进，严禁强行敲打撞击。

3.6.2.6 热处理

蒸汽发生器在制造过程中，特别是经过焊接以后，必须进行热处理，否则热应力无法消除，材质的性能无法保证。制造厂必须设有专门的大型热处理炉、台车或退火炉，炉长应大于 30 m。加热要求均匀，最高加热温度在 $950 \sim 1250^\circ\text{C}$ 之间，温控要求 $\pm 15^\circ\text{C}$ ，才能满足蒸汽发生器的热处理要求。在热处理过程中应避免对材料渗碳。

3.6.2.7 无损检验

为了确保蒸汽发生器的加工质量，必须反复进行多种严格的无损检验，如超声波探伤、射线探伤、着色检验、磁粉检验、涡流检验、氦气检漏、水压试验等。检验应严格遵守检验规程的各项要求。

3.7 检验与试验

对管板、下封头的锻件及其堆焊层，二次侧壳体等锻件进行超声波检查，其方法和验收标准按照 ASME NB 分卷或 RCC-M MC 篇的有关规定执行。

在设备制造厂分别对一次侧和二次侧进行水压试验，以检查蒸汽发生器各承压部件和可拆密封紧固件的强度和焊缝、机械连接密封部位的密封性能等。一、二次侧的水压试验压力按照 RCC-M B5000 和 C5000 的有关要求执行。

对传热管要进行涡流检查和超声波检查，并要进行水压试验。其中，涡流和超声波检查的验收标准按照 ASME NB 分卷或 RCC-M MC 篇相关分卷的要求执行。

对管板一次侧的镍基合金堆焊层，一次侧内表面的奥氏体不锈钢堆焊层，下封头隔板与管板和下封头连接的焊缝、传热管与管板连接的焊缝，一次侧接管嘴的预堆边焊及其与安全端连接的焊缝等必须进行渗透检查，渗透检查及其验收标准按照 ASME NB 分卷或 RCC-M MC 篇的有关要求执行。

对管板、下封头等低合金钢锻件，低合金钢承压部件之间或重要的内构件之间的焊缝，承压部件上焊接的临时附件处的表面，要进行磁粉检查。其方法和验收标准按照 ASME NB 分卷或 RCC-M MC 篇有关章节的要求执行。

对一、二次侧承压主焊缝，一次侧接管嘴，二次侧人孔凸缘，给水接管嘴，蒸汽出口接管嘴与二次侧壳体连接的焊缝，以及一、二次侧安全端焊接的焊缝等，均要进行射线检查。其检查方法和验收标准按 ASME NB 分卷或 RCC-M MC 篇的有关章节的要求执行。

以上各项检查详见表 2.4-20。

表 2.4-20 蒸汽发生器检查

检查部位		射线检查 (RT)	超声波 (UT)	液体渗透 (PT)	磁粉检查 (MT)	涡流检查 (ET)
管板	锻件		✓		✓	
	堆焊层		✓	✓		
下封头	锻件		✓		✓	
二次侧承压壳体			✓		✓	
传热管			✓			✓
二次侧给水接管			✓		✓	
焊缝	坡口			✓	✓	
	主环缝	✓	✓		✓	
	接管嘴内侧堆焊层		✓	✓		
	管板与管子焊缝			✓		
	下封头内隔板与封头和管板的焊缝			✓		
	仪表接管嘴焊缝				✓	
	一次侧接管嘴、给水接管嘴、二次侧人孔凸缘与壳体焊缝	✓	✓		✓	
	支承板与壳体、套筒支承焊缝				✓	
	一次侧安全端与接管嘴的焊缝	✓	✓		✓	
	临时焊缝			✓	✓	

3.8 安装、运行及维修原则

3.8.1 安装原则

在安装蒸汽发生器时，应全面检查设备的外部情况。其中包括：检查设备开孔处的盲板和保护盖是否完好、内部是否仍然保持足够的氮气、设备是否满足干保养所必需的氮气压力。并要开箱检查安装所需的备品、备件是否齐全。

装卸方法应符合相应的规程，起吊时应缓慢进行，应避免对蒸汽发生器接管嘴、接管嘴保护盖、安装凸台、螺纹孔、铭牌等产生冲击、碰撞或其他损伤。

安装时，作用在蒸汽发生器上的载荷应小于技术规格书的要求。调整下部横向挡块，使蒸汽发生器的中心位于热态中心处，精确测量接管中心的标高并作记录。蒸汽发生器安装就位以后，其方位、位置尺寸应当满足技术规格书的要求。

3.8.2 运行原则

3.8.2.1 正常启动

蒸汽发生器的启动应满足相应技术条件的要求。

蒸汽发生器一、二次侧的水质应满足一、二次侧水化学技术条件的要求，特别要经常监测水中的氯离子含量，切记不要超标，一旦发现异常，应作紧急处理。二次侧的水位必须高于管束顶部，不允许传热管裸露。但也不能超过高一高水位，不能淹没汽水分离器，以防蒸汽品质恶化。

在启动前，应充分排出蒸汽发生器中的空气，水位应高于给水分配装置中的 J 形管，具体要求按专用技术条件执行。

3.8.2.2 正常运行

蒸汽发生器的水位波动应控制在专用技术条件的允许范围内。

蒸汽发生器一、二次侧运行水质应遵循反应堆冷却剂和二回路水化学技术条件的要求。为保证二次侧的水质要求，在蒸汽发生器正常运行时，应保证其排污率，且对排污水质定期进行分析。

3.8.3 维修原则

蒸汽发生器应按维修专用技术条件进行定期检测和维护。

3.8.3.1 二次侧的清洗

应及时排出二次侧的杂质，避免在缝隙中和管板上聚积杂质、淤泥，以防止晶间腐蚀、点蚀、凹痕产生。应采用以下方法对二次侧的腐蚀性杂质进行清洗。在紧靠流量分配板下方的管巷两端设置了两个名义直径为 152.7mm 的手孔；在计划或非计划停堆时，可根据需要通过手孔用高压水将管板上的淤泥冲散，再用抽水泵抽出淤渣；必要时再采用化学清洗方法清洗管板上的沉积物。排污管上的吸淤孔开在传热管的最低位置处，距管板表面很近，且主要集中在管板上横向流速较低的区域。采取这些措施可将管板上沉积淤泥减到最低程度。

3.8.3.2 在役检查

在蒸汽发生器上设计了 4 个人孔，6 个检查孔和 2 个手孔。通过这些开孔，可对蒸汽发生器的一次侧和二次侧进行在役检查。

在底部半球形封头上设置了两个 $\phi 406.7$ 的一次侧人孔。通过这两个人孔，能进入一次侧水室的进、出口腔室，对每根传热管和在役检查大纲规定的其他一次侧零部件进行在役检查。U 形管将采用涡流检验进行在役检查。通过一次侧人孔，可实施传热管的堵管等修理工作。

在汽鼓（二次侧上部）套筒上，位于汽水分离器与干燥器之间设置了两个 $\phi 406.7$ 的二次侧人孔，在汽鼓内支承汽水分离器的两块支承板上设有人孔通道，并可设置梯架。

在管板以上的二次侧套筒上设置了 2 个 $\phi 152.7$ 的手孔和 6 个 $\phi 101.9$ 的观察孔。通过这些开孔，可对管束进行观察和用高压水冲洗可能沉积在管板上的淤泥等。

4 反应堆冷却剂泵

本节所述的反应堆冷却剂泵（以下简称主泵）以秦山第二核电厂的主泵结构为描述对象。秦山第二核电厂主泵采用西屋 100D 型泵，与广东大亚湾核电站、岭澳一期和二期核电站以及秦山第二核电厂扩建所采用的主泵属于同一类型，其结构、辅助系统设计、支承以及控制、保护和监测基本相同，因此具有一定的代表性。

4.1 功能

主泵是压水堆核电站压力边界的一部分。在正常情况下，主泵的功能是将冷却剂升压、补偿系统的压力降、为反应堆堆芯提供足够的冷却流量并保证反应堆冷却剂的循环；在事故工况下，依靠主泵机组的惯性惰转，带出堆芯余热，保证反应堆的安全。

4.2 设计准则

4.2.1 总体要求

4.2.1.1 主要性能要求

(1) 主泵各接口参数应满足反应堆冷却剂系统的总体要求。

(2) 为了达到充分的热量传递，主泵要确保提供足够的堆芯冷却循环流量，以维持在运行参数范围之内偏离泡核沸腾比 (DNBR) 大于其最小允许值。

(3) 主泵所需净正吸入压头始终小于系统设计和运行中能够达到的有效净正吸入压头。

(4) 主泵机组承压件的设计寿命为 40 年，泵密封设计寿命大于或等于 20 000h。泵轴承设计寿命大于或等于 40 000h，电机推力轴承和导向轴承设计寿命大于或等于 100 000h。

(5) 主泵机组效率大于 79%。

(6) 主泵应能承受下列事故工况而不损坏：密封注入水断失；主泵热屏冷却水断失；密封注入水和主泵热屏冷却水同时断失，二者之一应在 1min 之内恢复，原则上应先恢复密封注入水。

(7) 主泵机组的压力边界和安全相关部件应设计成能承受同时发生以下工况所产生的水平和垂直方向加速度的叠加而引起的地震载荷。

1) 运行基准地震 (OBE)。

2) 安全停堆地震 (SSE)。

3) SSE+冷却剂丧失事故 (LOCA)。

(8) 主泵临界转速应大于正常转速的 125%。

(9) 结构振动设计要求：正常运行范围（双振幅值） $\leq 50\mu\text{m}$ ；机架振动限值（双振幅值） $\leq 76.2\mu\text{m}$ 。

(10) 轴位移设计要求：正常运行范围（双振幅值） $\leq 250\mu\text{m}$ ；机架振动限值（双振幅值） $\leq 381\mu\text{m}$ 。

(11) 飞轮设计要求如下：

1) 应符合美国核管理委员会《管理导则 1.14》的要求。

2) 飞轮应设计成能承受各种预期的瞬态工况载荷，包括 LOCA 和 SSE 的设计载荷，而不丧失其结构完整性。

3) 在飞轮正常运行温度下，材料的最小静断裂韧性应相当于临界应力强度因子 K_{IC} ，至少为 $150\text{ksi}/\text{in}^2\sqrt{\text{si}}$ 。

4) 在正常运行转速下，由于离心力和飞轮与轴的压配合所产生的组合应力值应不大于规定的材料最小屈服强度值的 1/3，或者不大于实测的材料屈服强度值的 1/3。

5) 由离心力和飞轮与轴的压配合引起的在设计超速时的组合应力，应不大于规定的材料屈服强度的 2/3，或者不大于实测的材料屈服强度的 2/3。

6) 飞轮设计应考虑易于接近，以便就地进行 100% 体积的超声波检验 (UT)。

(12) 主泵机组应有足够的转动惯量，以便在泵惰转期间供给足够的流量。在假定泵供电丧失以后，此惰转强迫循环流量和随后的自然循环流量给堆芯提供充分的冷却。

(13) 主泵电动机进行超速试验时，转速达到（并包括）125% 额定转速时，不会发生机械损坏。在 LOCA 期间，应保证飞轮的完整性。

(14) 电气部件的性能应满足 NEMA MG1、IEEE 112（或 RCC-E）的相关要求。

(15) 与反应堆冷却剂接触的仪表承压壳体，其设计压力和设计温度应分别为 17.2MPa 和 343℃。与反应堆冷却剂接触的零部件应采用不锈钢或耐腐蚀性能与之相当的材料。

4.2.1.2 设备分级

(1) 抗震类别。主泵为抗震 1 类设备。

(2) 安全等级。主泵为安全 1 级部件。零、部件的安全等级见表 2.4-21。

(3) 规范等级。主泵属于规范 1 级部件。零、部件的规范等级见表 2.4-21。

(4) 质量保证分级。主泵属于质量保证 QA1 级设备。

表 2.4-21 主泵主要部件的规范等级和安全等级

主要部件	ANSI N18.2/ N18.2a 安全等级	ASME 规范第 三卷规范等级
泵叶轮	2	X ^①
泵轴	2	X
泵壳	1	1
主法兰	1	1
热交换器法兰	1	1
热交换器盘管	1	1
No. 1 密封壳	1	1
No. 2 密封壳	2	1
主螺栓和密封壳螺栓	1	1
联轴器	2	X
中间联轴器	2	X
联轴器和中间联轴器螺栓、螺母	2	X
电机支座螺栓	2	X
泵轴承	2	X
电机支座	2	X
密封注入管	1	1
No. 1 密封泄漏管	1	1

续表		
主要 部 件	ANSI N18.2/ N18.2a 安全等级	ASME 规范第 三卷规范等级
换热器、设备冷却水进水 排水 管	1	1
No.2 密封引漏管	非安全级	见注②
No.3 密封引漏管	非安全级	见注②
No.3 密封注入管	非安全级	见注②
导叶法兰	1	1
温度计 (RTD) 套管	1	1
焊颈法兰 (泵机组与系统 的注入水管线、冷却水进、 出口管和 No.1 密封引漏管 等相连接的法兰)	1	1
焊颈法兰的螺栓和螺母 (泵机组与系统的注入水管 线、冷却水进、出口管和 No.1 密封引漏管等相连接的 法兰副的螺栓连接件)	1	1

- ① 标有“X”的部件为非承压部件但须作抗震设计，这些部件应满足结构完整性的要求。
- ② ASME 规范的分级不适用于这些部件，可以采用 ASME 规范的 3 级限值来分析这些部件。

4.2.1.3 法规

我国国家核安全局颁布的有关核安全法规和导则 (HAF 和 HAD 系列)。

4.2.1.4 设计和建造规则

- (1) ASME《锅炉及压力容器规范》。
- (2) 美国材料工程学会 ASTM 标准。
- (3) 美国水力学会标准——离心泵部分。
- (4) IEC60751 工业铂电阻温度计传感元件。
- (5) 美国核管理委员会管理导则 RG1.14 或等效标准。
- (6) 美国核管理委员会标准审查大纲 SRP5.4.1.1 飞轮的完整性。

(7) 美国国家标准协会 ANSI B16.5 钢制管法兰和法兰附件或等效标准。

(8) IAEA 安全法规和标准。

4.2.1.5 其他参考文件

- (1) RCC-P900MWe 压水堆核电厂系统设计和建造规则。
- (2) RCC-M 压水堆核电厂核岛机械设备设计和建造规则。
- (3) RSEM 压水堆核电厂在役检查规则。
- (4) RCC-E 压水堆核电厂电气设备设计和建造规则。

4.3 结构描述

主泵机组位于安全壳厂房内，主要由泵体、轴密封组件和电动机三个主要部分组成，如图 2.4-22 所示。

泵体包括泵壳、热屏蔽法兰、叶轮、导叶、吸入调节段、泵轴、联轴器、中间联轴器和泵径向轴承等水力部件，以及热屏蔽热交换器。

轴密封组件由串联布置的三级密封组成。第一级密封 (1 号密封) 是控制泄漏的液膜密封；第二级 (2 号) 和第三级 (3 号) 密封是摩擦面密封。密封系统提供从反应堆冷却剂系统压力到环境条件的压力隔离，从而防止反应堆冷却剂向环境泄漏。

电动机为防滴漏型笼型异步电动机。它带有立式刚性

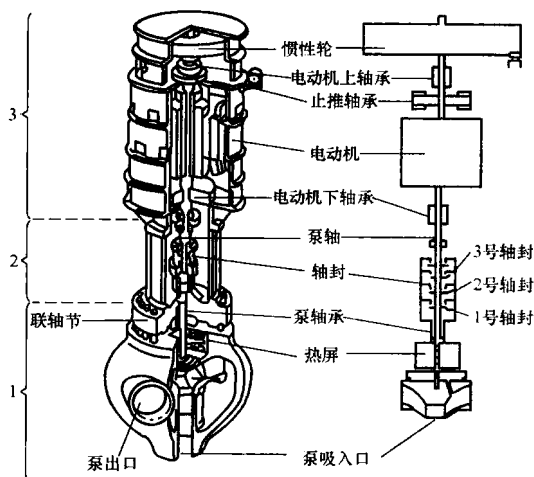


图 2.4-22 反应堆冷却剂泵结构示意图
1—泵体；2—轴密封组件；3—电动机

轴，双向作用的油润滑推力轴承，上、下油润滑径向导轴承，以及防倒转装置和飞轮等部件。

4.3.1 泵体结构及工作原理

主泵泵体如图 2.4-23 所示，其设计必须满足要求的水力性能。冷却剂从泵壳底部的吸入管嘴垂直向上吸入叶轮，获得能量后流经导叶，导叶把冷却剂从叶轮获得的部分速度能转变成压力能，最后冷却剂从泵壳水平中心方向的排出管嘴排出。

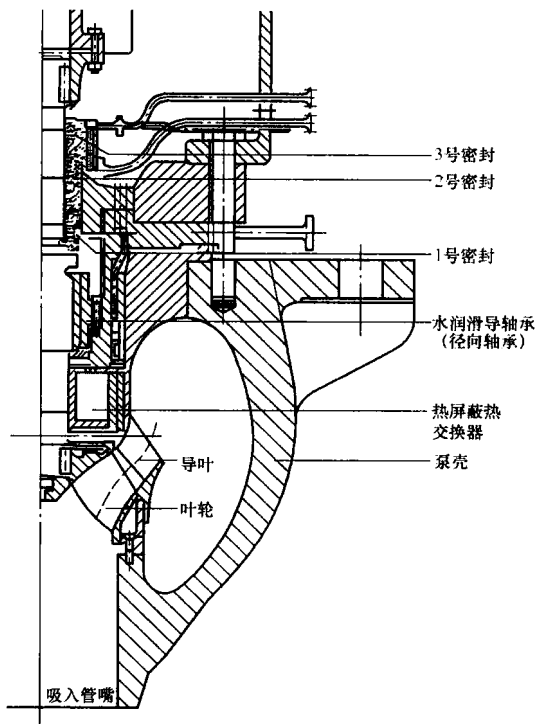


图 2.4-23 主泵泵体及密封组件示意

主泵的泵壳为准球形。吸入接管为圆筒形，吸入接管轴线位于机组的垂直轴线上，用机械方法固定在泵壳内，它的上端与导叶下端同心。叶轮有 7 枚叶片，固定在泵轴的下端。导叶有 12 枚叶片，安装在导叶法兰的底部。

主泵水力部件的设计还应能保证与泵内其他构件同时从泵壳中取出。导叶法兰是主泵压力边界的一部分，热屏蔽法兰就安装在它的下侧。

热屏蔽法兰与泵壳上法兰紧固连接，构成压力边界的一

部分,而且它又是热屏蔽冷却盘管和泵轴承的壳体。

4.3.2 热屏蔽热交换器

除了在导叶内侧安装热屏蔽外,还在叶轮和泵轴承之间安装一台由冷却盘管组成的扁平热交换器,用设备冷却水在热屏蔽冷却盘管内低压循环,为反应堆冷却剂和泵下部径向轴承之间提供热屏蔽。热屏蔽尺寸的大小按冷却剂液流不夹带颗粒杂质时,泵可在这种状态下无限制地运行来设计。如果在运行工况下,冷却剂流体存在杂质,则要按照适当的事操作规程对泵运行时间作出限制。

4.3.3 泵轴承

泵轴承为水润滑径向轴承,由 Stellite 合金堆焊的不锈钢轴颈和石墨环构成的轴瓦组成,此轴承安装在一个球形座内,并浸没在热屏蔽和轴密封之间的水中,能校正泵—电动机机组轴线的不对中度。反应堆冷却剂泵机组装有三个轴承,另外两个在电动机内。

4.3.4 轴密封

由装在泵轴上的三级串联机械密封来控制冷却剂沿轴向的泄漏(见图 2.4-23)。

轴密封位于泵轴承之上,由化学和容积控制系统来的高压冷却水注入到泵径向轴承和一号轴密封之间,此注入水既作为轴密封的密封液流,又作为径向轴承的润滑剂。当化学和容积控制系统来的注入水失去时,反应堆冷却剂经热屏蔽冷却后对泵轴承和轴密封进行润滑和冷却,保护泵的关键部件。

泵轴承部注入水入口装有一个过滤器,以保证注入水合适的清洁度,洁净的过滤水对于轴承和轴密封的正常运行是重要的。

一号轴密封位于泵轴承的上面,它是轴封系统最重要的部件,为流体静力式机械密封,即靠液膜进行密封。液膜由通过此级密封水压降产生(液膜的形成并不需要轴旋转)。泄漏水由密封外侧流向内侧,而且设计成所有由压力引起的作用力是平衡的。

因此,轴密封动环和静环的两个端面在一层薄水膜两侧相对滑动,不会直接接触或产生磨损。为使一号轴封正常运行,规定在通过一号轴封的压差低于 2.4MPa 时,不能启动主泵。

二号密封为端面摩擦的接触式机械密封的常规设计。其设计是不论主泵转动与否,当一号轴封损坏时,在短时间内二号密封能够承受反应堆冷却剂系统压力。

三号密封承受压差最小,也是端面摩擦的接触式机械密封。

4.3.5 电动机-泵机组联轴器

电动机轴和水泵轴之间采用联轴器和中间短轴联成一体。使得中间短轴可在拆卸轴密封时而不拆卸电动机。

4.3.6 电动机

电动机是垂直安装的防滴、单速、三相笼型异步电动机,由装在电动机上的两台热交换器进行冷却(利用设备冷却水系统的冷却水)的空气冷却。

位于电动机转子下端的径向滑动轴承是多瓦块的流体动力润滑轴承,所用润滑油由浸没在油槽中的热交换器冷却,热交换器的冷却水也是由设备冷却水系统供给。

位于电动机上端的止推滑动轴承为双作用的可倾瓦块(Kingsbury 型)流体动力润滑轴承,能够承受上、下两个方向的轴向推力,润滑油由外部热交换器冷却。推力轴承设有油压顶升装置,主泵启动或停转前,利用电动辅助油泵升压从而将轴抬起。

为防止主泵可能起火的危险和影响,在电动机下面装有一屏蔽装置,以防止可能飞溅出的润滑油碰到主泵的高温部件。润滑油是否泄漏可通过油箱的油位计迅速检测,当油位降低到报警值时,在控制室内会报警。泵房隔间装有一套火警检测和灭火系统。

为防止主泵停运时电动机绕组受潮,安装了电动机绕组加热器。主泵停运后,电机绕组加热器自动投入运行。

电动机中装有防倒转装置。当反应堆冷却剂系统有一台主泵不运转而其他主泵在运转时,该装置能防止不运转的主泵在冷却剂倒流作用下产生的反向旋转。根据单向离合器原理,该装置由一个固定在机架上的棘轮板和一组装在飞轮外径上的棘爪构成,当主泵停转时,棘爪与棘轮板上的齿啮合,防止反转。启动时,在棘爪与棘轮完全脱开啮合之前,棘爪在棘轮板上拖曳;当电动机转速达到额定转速的 1/10 时,其离心力使棘爪与棘轮板啮合完全脱开。

飞轮安装在电动机轴的顶端,以增加主泵转子的转动惯量,并提供足够的情转时间,保证在泵电机断电后仍能在这段时间内为堆芯提供冷却。

电动机固定在电动机支承架上,电动机支承架连接在泵壳法兰上。电动机支承架由与电动机相连的上法兰,用 24 只螺钉固紧在泵壳上的下法兰及上、下法兰之间的中间圆筒等部件组成。中间圆筒周向有孔,供轴封连接管通过,并用于拆装中间部件和轴封。

4.3.7 仪表

电动机支承架上固定了一个可变磁阻的传感器,以检测装在电动机轴上联轴器部位的销钉的运动。轴每旋转一圈发出一个脉冲信号,两个脉冲之间的时间差值由电子转速表处理,它发出每分钟转数的信号。该信号与预选的两个阈值进行比较,当信号达到第一个阈值时发出厂用电运行工况信号,达到第二个阈值时发出紧急停堆信号。

通过检测电动机支承架的振动来检测电动机的振动,电动机支承架和转轴的振动用振动传感器测量。电动机支承架的振动由两个传感器进行检测,传感器放置在电动机支承架下法兰上,其中一个传感器与主泵排出管嘴的方向平行,另一个传感器与主泵排出管嘴的方向垂直。振动信号传送到控制室,以便记录与报警。

轴的位移和振动由两个传感器检测,传感器置于电动机驱动轴联轴器同高度上,安装方向与电动机振动传感器方向相同。

电动机定子绕组和上、下部轴承装有温度传感器。轴承润滑油系统还装设液位传感器、油提升泵压力传感器等。

4.3.8 支承结构

当反应堆冷却剂环路因热胀冷缩而引起缓慢位移时,主泵支承可允许泵壳在水平方向自由运动。

每台主泵由三根上、下带球形铰链的直立支柱作垂直支承,上端与泵壳支耳相连,下端与预应力钢筋混凝土结构相连,这三根立柱的尺寸要根据地震和反应堆冷却剂管道破裂时引起的垂直载荷来确定。

在每台泵壳支耳的水平方向,对称地设置三台双向液压阻尼器作横向支承,当管道破裂或地震时,保持主泵具有水平方向的稳定性。

支承结构见图 2.4-24。

4.4 设计参数

主泵的主要设计参数见表 2.4-22。

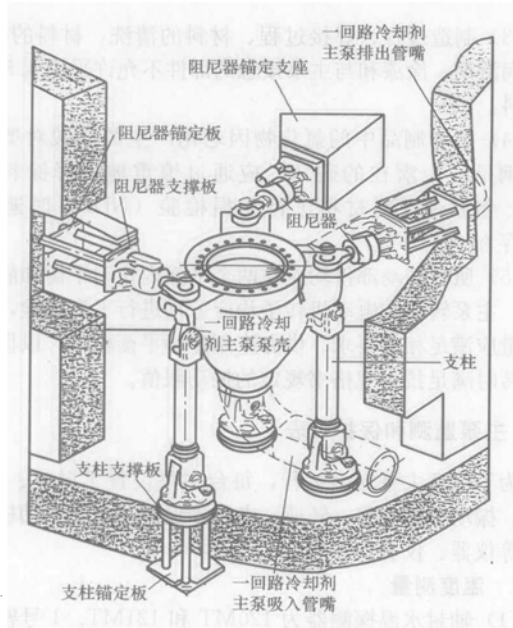


图 2.4-24 反应堆冷却剂泵支承结构

表 2.4-22 主泵的主要设计参数

设计参数		数值
设计扬程（热态）(m)		91.0
设计流量（热态）（最佳估算流量）(m³/h)		24 290
泵壳设计压力 (MPa)		17.2
泵壳设计温度 (°C)		343
正常运行压力 (MPa)		15.5
吸入温度 (°C)		293
倒流量（机械设计，m³/h）		4600
总转动惯量 (kg·m²)		3800
电机额定电压 (V)		6000
电机供电频率 (Hz)		50
最小启动电压		80%的电机额定电压
绝缘等级		F
易损件设计寿命 (h)	轴密封	≥20 000
	泵轴承	≥40 000
	电机轴承	≥120 000
泵排出管嘴内径 (m)		0.698
泵吸入管嘴内径 (m)		0.787
泵型号		100D 型
电机类型		三相笼式异步电动机
电机同步转速 (r/min)		1500
电机额定功率 (kW)		6000

4.5 材料

4.5.1 可接受的材料

4.5.1.1 与反应堆冷却剂接触的材料

所有与反应堆冷却剂和注入水接触的材料，除密封、轴承和垫片以外，均选用奥氏体不锈钢或镍铬铁（耐腐蚀）合金。

(1) 可以使用在相应工作环境具有抗腐蚀能力的 400 系

列不锈钢。

(2) 除轴承的轴颈材料，泵内件的锁紧螺栓、螺母、定位销以及密封组件的耐蚀表面以外，与反应堆冷却剂或注入水相接触的所有材料（包括堆焊材料），最大钴含量不得超过 0.1%。

(3) 水润滑轴承材料为石墨-14。

(4) 轴密封表面材料为氮化硅。

4.5.1.2 承压部件的材料

泵壳、承压壳体和承压部件采用下列材料：

(1) 锻件为 SA-182、F304、F316、F347 或 F348。

(2) 铸件为 SA-351，牌号为 CF3、CF8、CF8A 或 CF8M。

(3) 管道为 SA-213，型号为 304 或 316；SA-376，型号为 304 或 316；SA-312，型号为 304 或 316。

(4) 板材为 SA-240，型号为 304 或 316。

(5) 棒材为 SA-479，型号为 304 或 316。

(6) 碳钢锻件为 SA-508，2 级（用于螺栓环）。

(7) 螺栓材料为 SA-193，型号 B6 和 B6X；螺栓材料为 SA-320；SA-453 的牌号为 B24；SA-193 的牌号为 B24。

4.5.2 不可接受的材料

(1) 所有结构材料不能含有低熔点材料，例如铅、锌、镉、锡、铋、汞、氟、氯、稀土金属以及它们的化合物。

在制造及相关工艺过程中，要防止上述低熔点材料污染主泵结构材料。清洗材料也不应含上述低熔点材料。

(2) 主泵的承压边界不使用严重敏化的奥氏体不锈钢（即不能通过 ASTM A-262 E 法抗晶间腐蚀试验的不锈钢）。

(3) 主泵不使用表面渗氮的材料。

4.5.3 材料验收

(1) 所有材料的热处理程序及材料验收应满足相应材料的技术规范。

(2) 所有承压部件的材料按照以下方法进行检验验收：

1) 不锈钢锻件、管件按 ASME 第Ⅲ卷进行检验验收。

2) 不锈钢铸件除以下检查项目以外，也按 ASME 第Ⅲ卷进行检验验收。铸件按 ASTM-94 进行射线检查，验收标准按 ASTM E-71 或 ASTM E-446 2 级或 ASTM E-186 或 ASTM E-280 的规定进行。

3) 承压部件螺栓材料按 ASME 第Ⅲ卷 NB-2333 检验验收。

4) 螺栓环的最低运行温度为 32.3°C，螺栓环的材料应满足 ASME 第Ⅲ卷 NB-2332 (b) 的要求。

4.5.4 主泵机组主要材料

主泵机组的主要材料见表 2.4-23。

表 2.4-23 主泵机组的主要材料

主要零部件名称	主要结构材料
泵壳	Z3CN20-09M
叶轮	A351 Gr. CF8
导叶	A351 Gr. CF8
导叶法兰	SA182 Gr. F304
No. 1 密封壳体	SA182 Gr. F304
热屏法兰	SA182 Gr. F304
螺栓环	SA508 CL. 2
主法兰螺栓	SA540 Gr. B24 CL. 4
主法兰螺母	SA540 Gr. B24 CL. 4

续表

主要零部件名称	主要结构材料
密封壳螺栓	SA540 Gr. B24 CL. 2
热屏冷却水盘管	SA213 Gr. TP316
泵轴	A812 Gr. F347
联轴器	A508 CL. 2
中间联轴器	A508 CL. 2
径向轴承壳体	A240 TP304
合式密封壳体	SA182 Gr. F304
叶轮螺母	SA182 Gr. F304
进、出口水管	SA312 Gr. F304
注入水管	SA312 Gr. F304
进、出口水管法兰	SA182 Gr. F316
注入水管法兰	SA182 Gr. F316
水润滑轴承	石墨-14
飞轮	ASTM A-533
No. 1 密封插入件	Z6CNU17-04
No. 1 密封动环支承	Z12C13
No. 1 密封动、静环面板	氮化硅

4.6 制造

4.6.1 一般制造技术要求

4.6.1.1 材料复验

制造厂在零件加工前,应对所用材料进行复验,复验合格后方能用于零件加工。所有材料均须复验其化学成分和力学性能,奥氏体不锈钢材料还须复验其抗晶间腐蚀性能。

4.6.1.2 标记

为保证每个零件在制造过程中的可追溯性,需要对每个零件进行标记。

4.6.1.3 清洁

在零件加工制造的每一个阶段,均应保持零件的清洁,防止任何污染物的污染。与反应堆冷却剂接触的部件表面清洗按专用技术规范的要求进行;不与反应堆冷却剂接触的部件表面清洗要保证表面无污物、油污、铁屑、铁渣、铁锈或其他外来杂物。

4.6.1.4 焊接

所有焊接工艺应经焊接工艺评定。从事焊接的焊工应通过资格考核,并取得相应的证书。

4.6.1.5 表面处理

不锈钢或其他耐腐蚀材料制造的零件表面不应有涂层。

4.6.1.6 装配

对于每个组件的装配,制造厂均应编制组件组装规程,并在装配过程中严格执行。

4.6.2 特殊要求

(1) 承压部件材料的标记或标识,按照供方规格书或买方同意的相应要求进行。

(2) 奥氏体不锈钢不应暴露在含有氯离子和氟离子的物质中,在制造和检查过程中,当机加工表面可能暴露在氯离子和氟离子中时,所有机加工表面必须用认可的清洗剂或有机溶剂彻底清洗干净以免污染。

(3) 制造过程、焊接过程、材料的清洗、材料的标记、螺纹润滑剂、涂漆和与主泵接触的部件不允许采用 4.5.2 节的材料。

(4) 塑料制品中的氯化物因老化产生的盐酸对奥氏体不锈钢是一个潜在的破坏,应通过慎重地选择涂料、标记物、包装带及对材料进行无损检验 (NDE) 时避免盐酸的存在。

(5) 所有转动部件均应在两个平面内作动平衡和静平衡试验。主泵转子和电动机转子均应分别进行平衡试验,其平衡质量应满足相应要求。供方应制定动平衡标准,以保证主泵运转时满足技术规格书规定的振动限值。

4.7 主泵监测和保护仪表

为了保证主泵安全运行,每台主泵设置了温度、压力、流量、振动、轴偏移、转速、卡转子保护及主泵电动机差动保护等仪器、仪表。

4.7.1 温度测量

(1) 轴封水温探测器为 120MT 和 121MT。1 号密封轴封水正常水温范围为 15.6~57.2℃,1 号密封入口正常温度范围为 26.7~73.9℃,信号模拟量输入计算机。

(2) 电动机设有 8 个轴承温度探测器。上止推轴承轴瓦温度探测器为 RCP112MT、RCP132MT,下止推轴承轴瓦温度探测器为 RCP111MT、RCP133MT;电动机上部轴承温度探测器为 RCP113MT、RCP133MT;电动机下部轴承温度探测器为 RCP110MT、RCP130MT。电动机上、下止推轴承轴瓦和电动机上部轴承正常运行温度为 66℃,温度达到 88℃时报警,当温度达到 91℃时立即停泵。电动机下部轴承正常运行温度为 77℃,当温度达到 91℃时立即停泵。

(3) 电动机定子绕组温度探测器为 RCP114MT~RCP119MT,外加 1 个备用温度探测器,共 7 个。正常运行时,定子绕组温度为 60~80℃。在正常运行工况下,定子绕组最高温度应在 120℃以下,当温度达到 120℃时,由计算机发出高报警信号,当温度达到 130℃时,由计算机发出高高报警信号。

秦山第二核电厂采用的所有温度探测器均为西屋公司提供的铂电阻温度计,它们都是三线制,在 0℃时阻值为 100Ω。

4.7.2 压力测量

顶轴油泵出口装有就地压力表 RCP128LP 和压力探测器 RCP105SP。其中,RCP105SP 与主泵启动信号连锁,在顶轴油泵油压高于 4.2MPa 时,主泵才能启动。顶轴油泵压力开关设置成具有常开触点,在压力升高时闭合;这些开关还可重新设置成常闭触点,在压力升高时开启。

在 1 号轴封上、下游之间装有 RCP109MP 压差计,监测 1 号轴封的压差,压差在控制室显示。

4.7.3 液位测量

上部轴承和止推轴承油箱装有 RCP101SN 液位表,当液位低于定值中心线低整定值或高于定值中心线高整定值时,均发出报警信号。

下部轴承油箱装有 RCP102SN 液位表,当液位高于或低于定值中心线整定值时,发出报警信号。立管装有 RCP122RN 液位表,当液位高于或低于定值中心线整定值时,打开或关闭 RCP150-VD,硼和水补给系统停止或启动向立管补水;当液位高于定值中心线整定值或低于定值中心线整定值时,发出报警信号。

4.7.4 振动和卡转子保护测量

4.7.4.1 振动测量

秦山第二核电厂采用本特利内华达公司的双通道振动检测器 3300/16XY/GAP, 对主泵轴振动和机组机架振动进行连续监测。主泵轴的径向振动振幅及径向位移是一个最基本的指标, 不对中、轴承磨损、轴裂纹及发生摩擦, 都可以应用这种方法进行探测。

3300/16 XY/GAP 双通道振动(垂直与水平振动间隙)监测器, 可提供高质量的在线监测。它可以连续测量并监测 2 个独立通道的径向振动以及轴向平均位移(间隙), 它接收来自 2 个非接触式涡流传感器系统的信号。该监测器可与(主泵合同包含的) 3300 系统框架、电源以及系统监测器一起工作。

如果监测器上“报警”和“危险”信号的指示灯亮, 则表明已经达到了报警或停泵限值。

4.7.4.2 卡转子保护系统

主泵电动机带有卡转子保护系统, 卡转子保护系统能跟踪电动机的转速。当主泵电动机启动时, 如果在规定的时间内, 电动机没有启动起来(通过转速脉冲信号与预先设定的阈值进行比较来判定), 卡转子保护系统将打开电动机断路器, 从而保护电动机以避免损坏。

4.7.4.3 电动机差动保护系统

每台主泵电动机都设有电动机差动保护系统, 由 6 个电流互感器组成, 完成对各相的差动保护。其中 3 个装在主接线盒中, 另外 3 个装在高压断路器中。一旦电动机的三相电流不平衡超过电机的安全限值, 即使电动机停止运转, 以保护电动机。

4.8 安装、运行和维护原则

4.8.1 安装原则

在接收设备时, 应全面检查设备的外部情况; 检查设备开孔的盲板或保护盖是否完好; 开箱检查每个包装箱, 按供应商的装箱单、发货单、货物标签等进行检查, 检查所有装运物项的完整性。开箱检查安装所需的备品、备件是否齐全。

主泵机组的安装工具应具有有效的检验合格证, 安装方法应符合相应的规程。主泵机组的安装比较复杂, 通过专用工具将主泵的主要零部件, 如主泵泵内件、主泵泵壳、主泵密封组件、主泵主螺栓、主泵电动机、主泵吸入口环、联轴器、中间联轴、螺栓环和电机支座等, 在现场进行组装。详细内容见主泵机组的安装规程、安装技术要求和验收准则。

4.8.2 运行原则

主泵是大功率的转动设备, 为保证主泵正常运行, 在启动时必须满足以下要求:

(1) 在主泵运行前, 必须供给轴封水, 以冷却轴密封和轴承。

(2) 主泵启动前必须启动顶油泵, 顶油泵在 5s 内油压达到 4.2MPa, 顶油泵运行 2min 后启动主泵。主泵运行 1min 后, 关闭顶油泵。

(3) 启动主泵前, 一回路的压力必须大于 2.4MPa。

(4) 高惯量主泵机组的频繁启动可能导致电动机绕组损伤。主泵停运后再启动, 要等待电动机绕组冷却后方可进行, 24h 内最多只能启动 6 次。

(5) 主泵热屏蔽热交换器中由设备冷却水系统提供的流量至少要达到 8.5~9.1m³/h, 以阻止水泵被一回路工作介质加热。

要使主泵正常运行, 首先应保证主泵密封组件正常运行, 主泵电动机定子绕组温度、轴承温度正常, 主泵机架振动和轴位移幅值正常。主泵运行原则的详细内容见主泵运行规程。

4.8.3 维护原则

主泵维护主要包括以下几方面:

(1) 保持泵承压部件的完整性。

(2) 运行期间, 对泵的下列参数进行连续监测:

1) 密封系统, 包括泄漏率、压差和温度。

2) 机组方面, 包括泵轴振动, 机架振动, 轴承温度, 转速, 电动机绕组温度, 润滑油位、压力及温度。

(3) 停堆期间, 对泵进行局部大修, 以便检查主法兰密封面可能出现的问题, 一般通过正确应用现代静垫片的维修规程即可解决。计划停堆时, 至少检查泵的 3 个轴密封; 使用 2 年而无维修的泵轴密封必须进行检查以监测其磨损, 必要时更换。大修过程中还可以检查泵轴的对中和动平衡情况。

对主泵电动机建议每 5 年进行一次定子和转子的检查, 每 10 年进行一次大修, 还应核查飞轮和泵轴是否有正在扩展的裂纹。

4.9 检验和试验

4.9.1 检验

主泵机组主要的检验项目如下:

(1) 泵壳的无损检验。

(2) 密封壳体的超声波和液体渗漏检查。

(3) 承压部件的超声波和液体渗透检查。

(4) 叶轮的射线检查(或其他无损检验)。

(5) 导叶的射线检查(或其他无损检验)。

(6) 轴的超声波和液体渗漏检查。

(7) 泵转子的动平衡试验。

(8) 飞轮的超速试验。

(9) 电动机转子的动平衡试验。

(10) 主泵机组的产品试验。

(11) 主泵机组的组装和拆卸检查(包括更换密封)。

(12) 试验结束后主泵的解体检查。

(13) 试验结束后主泵的清洗检查。

(14) 装运前的清洗和包装检查。

(15) 装运前主泵机组各部件的检查。

4.9.2 试验

4.9.2.1 水压试验

承压部件必须按相应试验规程进行单独的水压试验, 水压试验压力如下。

(1) 泵壳: 31MPa(绝对压力)。

(2) 与反应堆冷却剂接触的部件: 25.8MPa(绝对压力)。

(3) 与冷却水接触的部件: 1.6MPa(绝对压力, 暂定)。

(4) 反应堆冷却剂系统水压试验: 22.8MPa(表压)。

4.9.2.2 泵的水力模型试验

卖方应作泵的水力模型试验并提交试验报告, 如果卖方已有这种泵模型的试验结果, 可以提交购买方, 经批准后可免作该水力模型试验。

4.9.2.3 主泵制造厂内电机的性能试验

(1) 常规试验(初步)。电机的试验中至少应包括下列常规试验, 试验时电机与泵脱开。试验报告应提交购买方。

1) 在 13 000VAC 电压下, 进行 1min 耐电压试验。辅助电器设备如仪表、加热器等也应进行耐电压试验。

2) 在 2500/3000V DC 电压下, 测绕组绝缘电阻和极化指数, 并绘制电阻与时间的关系曲线。

3) 测绕组电阻。

4) 绕组浸漆后功率因数试验。

5) 转向和相序。

6) 每一台电机应至少运行 8h, 并应记录额定电压下空载电流和损失。

7) 完成电机转子组件的最终动平衡调试后, 测试转子在空载运行工况下的振动值, 将振动值和规定的动平衡转速记录在性能测验报告中, 并提交给购买方认可。

8) 电机应在 125% 的同步转速下至少运行 1min。

9) 飞轮超速和超声试验后, 应进行飞轮安装后的试运行, 以验证动平衡已满足要求; 否则, 就需要重新进行动平衡试验。

10) 通过把电源引到电机接线盒并把电动机导线反接进行防倒转试验, 试验后应检查防倒转机构。

其余试验要求按 IEEE 112 或其他等效标准执行。

(2) 除了常规试验以外, 至少下列试验应在本次定货机组的首台机组上进行:

1) 温升试验。

2) 堵转试验 (电流、功率、转矩)。

3) 空载试验。

4) 主泵电动机的过负荷能力试验。

其余试验要求按 IEEE 112 或其他等效标准执行。

4.9.2.4 主泵产品试验

每一台主泵机组均应在厂内台架上进行试验。试验必须采用核电站的运行温度和压力, 并在一个全尺寸的试验台架上运行, 以证明主泵机组能在正常运行工况和应急工况下运行。

主泵产品试验要求见表 2.4-24:

表 2.4-24 主泵产品试验要求

试验项目	1 号泵	2 号、3 号、4 号泵
3 次启、停	要求	不要求
热态运行时间/h	100	4
水压试验	要求	要求
冷态试验	要求	要求
热态性能	要求	不要求
注入水断失	要求	不要求
设备冷却水断失	要求	不要求
断电 (注入水断失、设备冷却水断失和主泵断电)	要求	不要求
注入水断失、设备冷却水断失和主泵运行	2min	不要求
热屏压降 Δp	要求	不要求
后座密封	要求	不要求
泵机组的轴承温度、转子温度、振动等	要求	不要求

4.9.2.5 主泵轴密封性能试验

每套轴密封组件 (包括密封备品、备件) 将在卖方密封试验台架上, 在运行温度和压力下对产品试验, 以证明其

性能满足主泵试验规格书或主泵轴密封试验规格书规定的正常运行工况及应急工况的要求。

5 稳压器

稳压器是立式圆筒形高温高压容器, 承压壳体是由三段圆筒形壳体与上、下半球形封头组焊而成, 如图 2.4-25 所示。

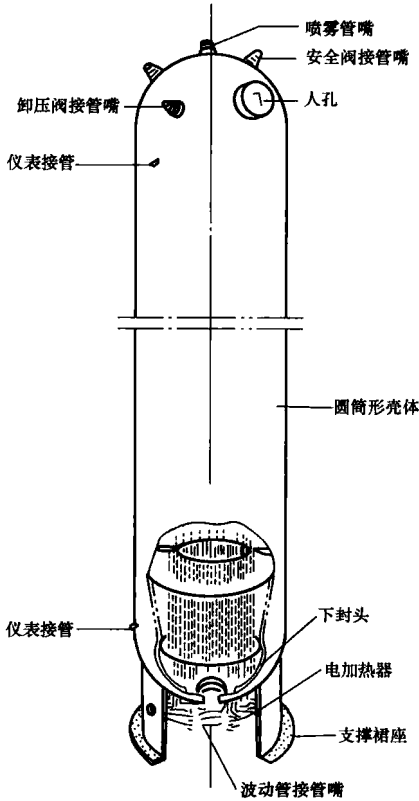


图 2.4-25 稳压器总体结构

稳压器上部为饱和蒸汽空间, 下部为饱和水空间。秦山第二核电厂 (600MWe) 稳压器总容积为 36m^3 , 在额定功率运行时水汽体积比大约为 3:2。稳压器承压部件由 16MND5 锻件组焊而成, 容器内表面堆焊厚 6mm 的奥氏体不锈钢防腐蚀层。稳压器通过位于下封头中心处的接管嘴和波动管线与主管道热段相连。当反应堆冷却剂体积膨胀或收缩时, 则通过波动管流入或排出稳压器。在波动管嘴周围以同心圆方式布置有 63 根功率为 24kW 的电加热元件。当反应堆冷却剂系统压力低于正常值时, 更多的电加热元件将投入运行, 使稳压器下部的水汽化而进入稳压器蒸汽空间, 从而使系统压力回升到要求值。为了对反应堆冷却剂系统提供超压保护, 在稳压器上封头上设有四个阀门管嘴, 其中一个为信号传感联箱管嘴, 两个为安全阀管嘴, 一个为释放阀门管嘴。在上封头中心处设有喷雾管嘴, 其下部装有喷雾头。喷雾管嘴通过喷雾回路与反应堆冷却剂泵出口相连。当系统压力超出整定值时, 水通过喷雾回路喷射到稳压器的蒸汽空间, 通过混合热交换使部分蒸汽凝汽下来, 从而达到降低系统压力的目的。稳压器上还装有水位测量接管、温度测量接管及取样接管, 用以监测稳压器水位、温度及水质的情况。

5.1 功能

稳压器是控制反应堆冷却剂系统压力变化的设备。它与相应系统协调实现下述功能: 在稳态运行时, 保持冷却剂系

统压力；在瞬态过程中把系统压力控制在一定范围内；当压力变化超出允许范围时提供超压保护，防止堆芯和设备损坏。

5.2 设计准则

5.2.1 总要求

稳压器为核安全 1 级，RCC-M 规范 1 级，质保 QA1 级，抗震 I₁ 类，清洁度 A₁ 级。

5.2.2 准则

5.2.2.1 稳压器容积

稳压器应能调节由于负荷瞬态引起的反应堆冷却剂系统压力正、负波动。为了进行压力控制，稳压器应能维持水和蒸汽在饱和状态下的平衡。其容积必须满足下述要求：

(1) 必须有足够的水容积，以防止正常运行瞬态时电加热元件裸露。

(2) 必须有足够的水容积，以适应在 0~100% 功率范围内反应堆冷却剂温度变化引起的波动。

(3) 必须有足够的蒸汽空间，以适应外电源断电时，反应堆从满负荷停堆引起的压力波动。

(4) 必须有足够的蒸汽空间，以防止由于稳压器高压或高水位引起反应堆紧急停堆时，通过安全阀排水。

5.2.2.2 稳压器喷淋

稳压器喷淋管线和阀门按提供必要的喷淋速率（额定为 144m³/h）进行设计。选择此喷淋速率是为防止稳压器压力在以 10%FP 的功率阶跃减小时，达到安全阀开启的整定值（16.6MPa）。

5.2.2.3 稳压器加热器

在考虑连续喷淋流量的情况下，按照以 56℃/h 的平均速率提升稳压器内的水温来设计稳压器电加热元件功率。

5.2.2.4 材料要求

填充金属（电焊条、焊丝、焊环、焊带等）的机械性能、化学成分与所焊接的基材相容。所有材料应严格控制低熔点金属成分，如铅、锌、镉、锡、铋、汞、铀等。

5.2.3 法规

稳压器设计、制造应遵循我国国家核安全局颁布的有关核安全法规和导则（HAF 和 HAD 系列）。

5.2.4 设计与建造规范

稳压器的设计、制造、检验和验收遵照 RCC-M 有关章节的规定。原则上不同体系的标准不得混用。

5.2.5 标准

所用标准为：

稳压器电气部分依照 RCC-E 标准；

RSEM 压水堆核电厂在役检查规则；

法国相关的国家标准（AFNOR）。

5.3 结构描述

稳压器由上、下封头部件，筒体部件以及支承部件组成。

5.3.1 上封头部件

上封头部件主要由以下部分组成：

(1) 上封头。

(2) 喷雾管嘴。其上部焊有喷雾管嘴安全端；为防止热冲击，在其内部焊有防热冲击套管及安装喷雾头的连接管。

(3) 阀门管嘴。有三个阀门管嘴和一个传感联箱管嘴，阀门管嘴上端焊有安全端。

(4) 人孔座组件。组件包括人孔座、人孔盖板、密封垫

片、人孔螺柱、人孔螺母和垫片等。

(5) 喷雾头组件及其锁紧块。

5.3.2 筒体部件

筒体部件主要由以下部分组成。

(1) 上筒体。上筒体上部焊有三个水位接管，一个温度接管，外部焊有阀门托架。

(2) 中间筒体。

(3) 下筒体。在下筒体下部焊有三个水位接管，一个取样接管，一个温度测量接管，筒体内部装有电加热元件上定位隔板。

5.3.3 下封头部件

下封头的中心轴线处设有波动管嘴，波动管嘴上焊有安全端。波动管嘴周围以同心圆方式布置有 63 根电加热元件，电加热元件是通过焊接在下封头的电加热元件套管与下封头部件组焊在一起的。在下封头内部波动管嘴上端焊有水流分配罩，分配罩上部设有电加热元件下定位隔板。

5.3.4 支承部件

支承部件包括支承裙座及其下部的接地法兰盘，在法兰盘上焊有接地连接件及设备铭牌板架。

5.3.5 专用工具

稳压器拆装必备的专用工具有：

(1) 喷雾头拆装扳手。

(2) 人孔螺母套筒力矩扳手或螺栓拉伸机。

(3) 人孔盖拆卸装置，该装置有两个吊链和 3 个吊钩。

5.4 设计参数

600MW 和 1000MW 核电厂稳压器设计参数见表 2.4-25。

表 2.4-25 600MW 及 1000MW 核电厂稳压器设计参数

参 数	数 值	
	600MW	1000MW
设计压力 (MPa)	17.2	17.23
工作压力 (MPa)	15.5	15.5
设计温度 (℃)	360	360
总容积 (m ³)	36	40
满负荷时的水容积 (m ³)	20.8	23.96
满负荷时的汽容积 (m ³)	15.2	16.04
总电加热功率 (kW)	1440	1440
单根电加热功率 (kW)	约 24	约 24
设备内径 (m)	2.1	2.12
设备壁厚 (mm)	115	108 (最小)
设备内高 (m)	11.1	11.94
设备总高 (m)	12.103	12.846
容器材料	16MND5 (法) A508-3	16MND5 (法) A508-3
奥氏体不锈钢堆焊层厚度 (mm)	6	6
总质量 (t)	约 81	约 79
运行湿重 (t)	约 96	约 97

5.5 材料

稳压器各零部件材料及采购标准见表 2.4-26。

表 2.4-26 稳压器零部件材料

零部件名称	材 料		
	材料 (法国牌号)	参考的 RCC-M 技术规范	中国牌号
上封头、下封头	16MND5	M2122	A508-3
筒体(上、中、下)	16MND5	M2122	A508-3
人孔座、阀门管嘴、喷雾管嘴、波动管嘴	16MND5	M2118	A508-3
管嘴安全端(阀门管嘴、喷雾管嘴、波动管嘴)	Z2CND18-12 (控氮)	M3301	00Cr17Ni12Mo2N
水位接管、温度接管、取样接管	Z2CND18-12 (控氮)	M3301 或 M3304	00Cr17Ni12Mo2N
电加热元件套管	Z2CND18-12 (控氮)	M3301 或 M3304	00Cr17Ni12Mo2N
人孔镶入件	Z2CND17-12	M3307	00Cr17Ni14Mo2
电加热元件支承板(上、下)	Z2CND17-12	M3307	00Cr17Ni14Mo2
电加热元件支承板座(上、下)	Z2CND17-12	M3307	00Cr17Ni14Mo2
支承板紧固螺栓、螺母、垫片	Z2CND17-12	M3301	00Cr17Ni14Mo2
喷雾头接管及防热冲击套管	Z2CND17-12	M3304	00Cr17Ni14Mo2
稳压器支承(包括支掌相及其底座)	18MND5	M2125	A508-3
人孔盖	18MND5	M2125	A508-3
流体分配罩	Z2CND17-12	M3304	00Cr17Ni14Mo2
人孔盖螺栓	40NCDV07.03 (组件)	M2311	40CrMnMo
人孔盖压紧螺母	42CD ₄	M2312	

5.5.1 低合金钢性能要求

稳压器是反应堆冷却剂系统的主要设备,其设计温度为 360℃,主要承压部件材料为 16MND5,接管嘴安全端材料为 Z2CND18-12。需在 360℃条件下校核其屈服强度和抗拉强度,并测定 16MND5 的 RT_{NDT} 值,其 RT_{NDT} 温度应低于 0℃,最好低于 -12℃,如在 0~-12℃ 之间则须测出其实际温度。16MND5 低合金钢力学性能及化学成分见表 2.4-27 和表 2.4-28。

表 2.4-27 16MND5 的力学性能

试验项目	试验温度	性能	周向(横向)	径向(纵向)
拉伸试验	室温	R _{p0.2} (MPa)		≥400
		R _m (MPa)		552~670
		A(%) (5d)		≥20
		Z(%)		≥45
	360℃	R _{p0.2} (MPa)		≥300
		R _m (MPa)		≥520
KV 冲击试验	0℃	最小平均值(J)	56	72
		个别最小值(J)	40	56
	-20℃	最小平均值(J)	40	56
		个别最小值(J)	28	40
	-20℃	个别最小值(J)	72	88

表 2.4-28 16MND5 的化学成分 (%)

元 素	浇包分析	产品分析
C	≤0.20	≤0.20
Mn	1.15~1.55	1.15~1.60
P	≤0.012	≤0.012
S	≤0.012	≤0.012
Si	0.10~0.30	0.10~0.30
Cr	≤0.25	≤0.25
Mo	0.45~0.55	0.43~0.57
Ni	0.50~0.80	0.50~0.80
V	≤0.01	≤0.01
Cu	≤0.10	≤0.10
As	≤0.04	≤0.04
Co	≤0.08	≤0.08
Sb	≤0.005	≤0.005
Sn	≤0.010	≤0.010
As	≤0.010	≤0.010

5.5.2 不锈钢材料性能要求

与反应堆冷却剂接触的不锈钢部件,其含钴量不得超过 0.20%,最好含钴量小于 0.1%,硼含量小于等于 0.0015%。材料应满足 RCC-M B2300 抗晶间腐蚀要求。

稳压器接管安全端材料 Z2CND18-12(控氮)及稳压器内件材料 Z2CND17-12 的化学成分及力学性能见表 2.4-29~表 2.4-32。

表 2.4-29 Z2CND18-12 的化学成分(质量分数) (%)

元素	C	Si	Mn	P	S
成分	≤0.035	≤1.00	≤2.00	≤0.030	≤0.015
元素	Cr	Ni	Mo	Cu	N ₂
成分	17.00~18.20	11.50~12.50	2.25~2.75	≤1.00	≤0.080

表 2.4-30 Z2CND18-12 的力学性能

室 温		360℃		A(%) (5d)		KV/J(最小)	
R _m (MPa) ≥485	R _{p0.2} (MPa) ≥220	R _m (MPa) ≥416	R _{p0.2} (MPa) ≥135	纵向 ≥45	横向 ≥40	纵向	横向 60

表 2.4-31 Z2CND17-12 的化学成分(质量分数) (%)

元素	C	Si	Mn	P	S
成分	≤0.030	≤1.00	≤2.00	≤0.030	≤0.015
元素	Cr	Ni	Mo	Cu	N ₂
成分	16.00~19.00	10.00~14.00	2.00~2.50	≤1.00	—

表 2.4-32 Z2CND17-12 的力学性能

室 温		360℃		A(%) (5d)		KV/J(最小)	
R _m (MPa)	R _{p0.2} (MPa)	R _m (MPa)	R _{p0.2} (MPa)	≥45	≥45	纵向	60
≥450	≥175	≥382	≥105				

5.5.3 堆焊及预堆边焊材性能要求

稳压器内表面采用带极堆焊,其不锈钢堆焊层厚为 6mm;第一层堆焊层为 309L 过渡层,第二层堆焊层为 308L 抗腐蚀层。堆焊层应通过晶间腐蚀试验及相关检查。其化学成分见表 2.4-33。

稳压器内表面堆焊焊带尺寸见表 2.4-34。

稳压器接管嘴预堆边和安全端焊材采用 ENiCrFe₃ 熔敷金属 (焊条), 其力学性能和化学成分分别列于表 2.4-35 和表 2.4-36。这种异种材料焊接接头应通过接头及熔敷金属的相关试验及无损检查。

表 2.4-33 焊带和堆焊金属的化学成分 (质量分数) (%)

元素	309L 焊带	309L 堆焊金属	308L 焊带	308L 堆焊金属
C	≤0.025	≤0.040	≤0.020	≤0.030
Si	≤0.60	1.00	≤0.60	≤1.00
Mn	≤2.00	2.00	≤2.00	≤2.00
P	≤0.020	≤0.020	≤0.020	≤0.020
S	≤0.015	≤0.015	≤0.015	≤0.015
Ni	11.50~14.00	11.50~13.50	10.00~12.00	9.00~11.50
Cr	22.00~25.00	22.00~23.00	19.00~23.00	19.00~21.00
Co	≤0.08	≤0.08	≤0.08	≤0.08
Cu	≤0.05	≤0.05	≤0.05	≤0.05
Mo		≤0.50		≤0.50
B				≤0.03

表 2.4-34 稳压器内表面堆焊用焊带尺寸 (mm)

	尺寸	允许偏差
焊带厚度	0.5	±0.025
焊带宽度	60	±0.015

表 2.4-35 ENiCrFe₃ 熔敷金属的力学性能

温度	R _m (MPa)	R _{p0.2} (MPa)	A/% (5d)	KV/J
室温	≥550	≥250	≥30	≥60
360℃	≥462	≥190	≥30	

表 2.4-36 ENiCrFe₃ 熔敷金属的化学成分 (%)

元素	成分	元素	成分
C	≤0.04	Cu	≤0.20
Si	≤0.054	Ti	≤0.50
Mn	4.00~6.00	Fe	≤2.00~4.00
P	≤0.010	Mo	0.40~2.00
S	≤0.010	其他元素	≤0.50
Ni	≥67.00	Ta+Nb	1.00~2.50 (力求大于或等于 1.8)
Cr	18.00~22.00		
Co	≤0.05		

5.5.4 内部构件焊接用焊材性能要求

稳压器内部构件与堆焊层焊接用焊材为 E308L、E316L, 其化学成分和力学性能见表 2.4-37 和表 2.4-38。

表 2.4-37 E308L、E316L 熔敷金属化学成分 (%)

适用范围	不锈钢堆焊和焊接	内部构件和堆焊层及内部构件之间的焊接
焊条类别	E308L	E316L
化学元素	C	≤0.030
	Si	≤0.90
	Mn	≤2.00
	P	≤0.020
	S	≤0.015
	Ni	9.00~12.00
	Cr	18.00~22.00
	Mo	≤0.50
	Co	≤0.08
	Cu	≤0.05
	V	≤0.02
	B	≤0.003

表 2.4-38 E308、E316 熔敷金属力学性能

焊条类别	E308L	E316L
室 温	R _m (MPa)	≥520
	R _{p0.2} (MPa)	≥210
	A (%)	≥30
360℃	R _{p0.2} /MPa	≥125

熔敷金属均应通过晶间腐蚀试验及相关检查。

5.6 制造

5.6.1 主要技术要求

稳压器所用材料应进行入厂复验, 合格后方可使用。

所有承压部件应在 360℃ 条件下校验其屈服强度, 其指标应满足 RCC-M M 册所列该材料 350℃ 的强度指标要求。

对铁素体钢 (16MND5) 承压零件应作 RT_{NDT} 测定, 应低于 0℃, 最好低于 -12℃, 若在 0~12℃ 之间, 则需测出 RT_{NDT} 实际值。

对 16MND5 材料的焊接, 建议预热温度不低于 150℃。如焊后不能立即进行消应力热处理, 则需进行后热处理, 其温度大于等于 200℃, 时间不得少于 2h, 以避免发生冷裂纹的危险。

对不锈钢仪表接管和接管安全端, 机加工后应经目测和液体渗透检查。

5.6.2 技术难关与特殊工艺

5.6.2.1 接管安全端焊接

接管嘴材料为 16MND5 (铁素体钢), 与其相焊接材料为 Z2CND18-12 (控氮不锈钢), 属异种金属焊接。故焊接选用 Sanicro-71 焊条。该焊条为改进型含钼的 Ni-Cr-Fe₃ 型焊材, 它降低了含碳量, 提高了含铬量, 并添加了钼作为合金元素, 从而提高了抗裂性和耐腐蚀性。

5.6.2.2 电加热元件焊接

电加热元件套管 (Z2CND18-12) 与电加热元件连接的焊接, 是在二者之间加一个厚 0.5mm 的不锈钢开口熔化环, 然后用自动 TiG 焊机进行焊接, 共焊两圈。加超低碳熔化环的目的是调整焊缝金属的化学成分, 提高焊缝的抗裂性、耐蚀性及拉伸性能。

5.6.3 稳压器组装工艺

稳压器组装工艺流程见图 2.4-26。其组装工艺简述如下。

5.6.3.1 阀门管嘴

- (1) 内孔不锈钢堆焊。
- (2) 管嘴端部预堆边焊。
- (3) 管嘴安全端焊接。

5.6.3.2 人孔座

内孔不锈钢堆焊 (含密封面堆焊)。

5.6.3.3 波动管嘴和喷雾管嘴

- (1) 内孔不锈钢堆焊。
- (2) 管嘴预堆边焊。
- (3) 管嘴安全端焊接。
- (4) 防热冲击套管 TiG 焊。

5.6.3.4 壳体的组焊

(1) 用窄间隙焊丝/焊剂自动焊接上部壳体和中间壳体 (对接)。

- (2) 焊接阀门支座。

5.6.3.5 上封头组焊

- (1) 上封头内部堆焊。

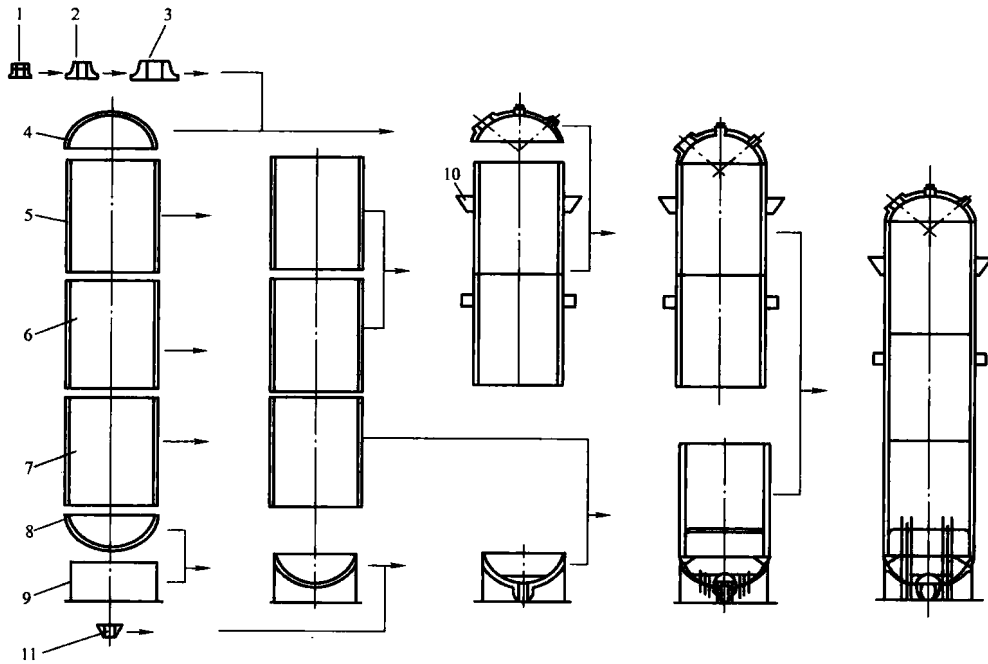


图 2.4-26 稳压器组装流程

1—喷雾管嘴；2—阀门管嘴；3—人孔座；4—上封头；5—上筒体；6—中间筒体；7—下筒体；
8—下封头；9—支承部件；10—阀门支座；11—波动管嘴

(2) 接管嘴和人孔座焊接。

5.6.3.6 上封头部件组焊

用窄间隙焊丝/焊剂自动焊接上封头和上筒体（对接）。

5.6.3.7 下封头组焊

- (1) 焊接支撑裙在下封头上。
- (2) 焊接波动管嘴。
- (3) 下封头堆焊。

5.6.3.8 下部部件组装

- (1) 用窄间隙焊丝/焊剂自动焊接下封头和下筒体（对接焊）。
- (2) 电加热元件支承板座焊接。
- (3) 电加热元件套管焊接。

5.6.3.9 稳压器组装

- (1) 自动焊接最后一条环焊缝（中间筒体和下筒体）。
- (2) 焊接仪表接管。
- (3) 电加热元件套管胀接。

(4) 焊接电加热元件导向板在承接座上。

(5) 电加热元件自动 TiG 焊。

5.6.3.10 水压试验

5.6.3.11 清理、包装、运输

5.7 检验、试验和验收

5.7.1 检验及要求

稳压器应按照本章 5.2.1 节的总要求，在稳压器的设计、制造、检验和验收的各个阶段，遵守 RCC-M 相应章节的有关规定和技术要求。

产品的加工、焊接、试验、验收按 RCC-M F 册、S 册、MC 册、B 册的有关章节进行。最终消除应力热处理后，对焊缝的无损检验遵照 RCC-M S 册进行。磁粉或渗透检验，射线检验，超声波检验均应达 1 级焊缝要求。

产品无损检项目见表 2.4-39。产品见证件无损检验项目、标准与产品相同。

表 2.4-39

稳压器制造过程中的检验

检查时间	待焊表面检验	施焊过程检验	焊后检验			备 注
检 验 类 别	磁粉或渗透	磁粉或渗透	超声	射线	磁粉或渗透	
筒体与筒体、筒体与封头对接焊缝	✓	—	✓	✓	✓	—
封头与接管嘴对接焊缝	✓	—	✓	✓	✓	—
封头、筒体内表面堆焊	✓	—	✓	—	✓	待堆焊表面作渗透检验
接管嘴预堆边	✓	—	✓	✓	✓	待焊表面作渗透检验
电加热元件连接件与套管焊	✓	—	—	✓	✓	—
接管嘴防热冲击套管焊接	✓	—	—	✓	✓	—
阀门支承座与筒体的焊缝	✓	在施焊过程中每三层熔敷焊边作一次磁粉检验	—	—	✓	—
接管嘴内表面不锈钢堆焊	✓	—	✓	—	✓	待焊表面作渗透检验

密封面和焊缝坡口应进行液体渗透检验,并满足 RCC-M S7363 1 级要求。

5.7.2 水压试验

水压试验按 RCC-M B5000 的有关规定进行,水压试验温度不应低于 $RT_{NDT} + 33^{\circ}\text{C}$,水压试验压力为 23.5MPa。水压试验后应进行清理,吹干,并对所有承载焊缝进行超声、磁粉或渗透探伤,应达到 RCC-M 1 级焊缝要求。最后,应对稳压器内充氮,以便在运输储存期对其内表面进行保护。

5.7.3 最终清理

最终清理按 RCC-M F6000 进行。

5.7.4 在役检查准备

所有相关焊缝应做好在役检查准备,检验范围至少为焊接接头厚度(从坡口边缘开始测量尺寸)的 2 倍,待检表面应依照 RCC-M MC2633 和 MC5143 的要求,检验范围及方法见表 2.4-40。

表 2.4-40 在役检验范围和方法

检验范围、位置及应检验零部件名称	检验方法
上封头和筒体环焊缝	体积探伤
下封头和筒体环焊缝	体积探伤
波动管嘴与下封头焊缝	体积探伤
管嘴、人孔座与上封头焊缝	体积探伤
管嘴与安全端焊缝	体积探伤
阀门支座与筒体焊缝	表面探伤
支承裙座与下封头焊缝	体积探伤和表面探伤
人孔螺柱	体积探伤
人孔螺母	目检
人孔孔带	体积探伤
堆焊层	目检(T、V 摄像机)

6 反应堆控制棒驱动机构

控制棒驱动机构是驱动棒束控制组件移动和定位,从而保证反应堆安全运行的重要部件。本节所述的反应堆控制棒驱动机构,以我国自主研制的秦山第二核电厂控制棒驱动机构为描述对象。秦山第二核电厂控制棒驱动机构与国内外大多数压水堆核电站一样,采用步进式磁力提升机构,其工作原理基本相同,结构也基本一致,因此具有一定的代表性。

6.1 功能

控制棒驱动机构是反应堆控制和保护系统的伺服机构。它安装在反应堆压力容器顶盖上,具有驱动控制棒组件在堆芯内上、下运动,保持控制棒组件在指令高度或断电落棒,完成反应堆启动、调节功率、安全停堆和事故停堆的功能。它的耐压壳是反应堆一回路系统压力边界的组成部分。

6.2 设计准则

6.2.1 总要求

6.2.1.1 性能要求

(1) 控制棒驱动机构各接口参数应满足反应堆的总体

要求。

(2) 控制棒驱动机构的额定提升力应大于提升负荷(驱动杆组件的重量+控制棒组件的重量+水力阻力+摩擦力),并留有一定的余量。

(3) 控制棒驱动机构带动控制棒组件的运动速度应满足反应堆控制和保护系统的要求,应具有连续运转的能力。

(4) 控制棒驱动机构保持控制棒组件在指令位置时,不应因外力或重力的作用而产生扰动。

(5) 在反应堆各种运行工况下,控制棒驱动机构均能按照指令释放控制棒组件,使其落棒停堆。落棒时动作应准确可靠,释放时间应比反应堆控制和保护系统要求的短。失去电源时应自动落棒。

(6) 控制棒驱动机构应能随时给出控制棒组件在堆芯内的实际位置。指示精度应满足反应堆控制和保护系统的要求,应有行程极限指示。

(7) 控制棒驱动机构设计寿命应与反应堆寿命相同,在反应堆寿期末仍应具有运转能力。

6.2.1.2 设备分级

(1) 抗震类别。控制棒驱动机构为抗震 I 类设备。

(2) 安全等级。控制棒驱动机构的耐压壳为安全 1 级(SC-1)部件。其余非承压部件为安全级非承压部件(SC)。

(3) 规范等级。控制棒驱动机构耐压壳属于 RCC-M 1 级部件。

(4) 质量保证分级。控制棒驱动机构属于质量保证 QA1 级设备。其中,机构中主要的承压零件和承载零件属于质量保证 QA1 级的零件,如耐压壳、驱动杆、可拆接头、钩爪、销轴和连杆等。其他零件属于质量保证 QA2、QA3 和 QNC 级的零件。

6.2.2 准则

6.2.2.1 机械部件设计准则

(1) 耐压壳设计应按 RCC-M B3000 的规定进行应力分析计算,各应力应满足其限值。

(2) 控制棒驱动机构应设计成在无外来电源作用条件下可自行落棒。

(3) 控制棒驱动机构耐压壳内部零部件设计应考虑落棒时流道通畅,减小落棒的水阻力。

(4) 控制棒驱动机构的驱动杆组件与控制棒组件应采用可靠的可拆连接。连接和脱开应操作简便,便于远距离操作。

(5) 控制棒驱动机构的结构设计应便于检修、便于更换内部零部件。

(6) 控制棒驱动机构的相同零部件应具有可互换性。

(7) 控制棒驱动机构应设计成在给定的空间内可以单台拆装,并且应便于反应堆换料。

6.2.2.2 电气部件设计准则

(1) 电气部件的性能应满足 RCC-E 的相关要求。

(2) 选用的电气部件的电源电压、频率应与厂房供电相匹配。

(3) 电气部件在正常工况下应具有防水溅性能。

(4) 电气部件绝缘材料的许用温度应高于工作温度 20°C 。

(5) 电气部件应设计成便于检查和更换的单一完整结构,并且应能在反应堆处于热停堆状态下更换。

6.2.3 法规

HAF003 核电厂质量保证安全规定(含相关导则)。

HAF102 核动力厂设计安全规定。

6.2.4 设计与建造规范

RCC-M 压水堆核岛机械设备设计和建造规则。

RCC-E 压水堆核岛电气设备设计和建造规则。

6.2.5 标准

在满足 RCC-M 规定的基础上,可采用我国国家标准。

6.3 结构描述

控制棒驱动机构采用步进式磁力提升机构(见图 2.4-27),其主要部件有驱动杆组件、钩爪组件、隔热套组件、耐压壳、线圈组件及棒位探测器组件等。整个机构竖直安装在反应堆压力容器顶盖的管座上。

耐压壳由上段的驱动杆行程套管组件和下段的密封壳组件组成。它的下端安装在压力容器顶盖管座上,通过螺纹连接后再用小“Ω”密封环焊接密封,构成了可拆的密封连接。

驱动杆组件安装在耐压壳里面,穿过钩爪组件和隔热套组件,其下端通过可拆接头与控制棒组件相连。驱动杆行程套管为驱动杆组件提供了上、下运动的空间。

钩爪组件安装在密封壳内。线圈组件套装在密封壳外面,它的 3 个线圈与钩爪组件相对应的磁极、衔铁一起,构成了 3 个“电磁铁”。从上到下分别为提升电磁铁、移动电磁铁和保持电磁铁。3 个“电磁铁”按照给定的程序通电时,可以使驱动杆组件上、下运动或静止不动,断电时落棒。

棒位探测器组件安装在驱动杆行程套管的外面。在驱动机构运行时,可以给出驱动杆的实际位置信号。在全行程落棒时,可以测量出控制棒的落棒时间。

6.3.1 耐压壳

耐压壳由驱动杆行程套管组件及密封壳组件组成,它是驱动机构的承压部件,也是反应堆冷却剂系统压力边界的重要组成部分。

密封壳组件是耐压壳的下段,它的下端安装在压力容器的顶盖管座上,通过梯形螺纹与压力容器顶盖管座连接,并用小“Ω”密封环焊接密封,构成了可拆密封连接。密封壳外面有 4 个凹形槽,槽内装入磁通环。密封壳除了作为承压边界外,还为钩爪组件和线圈组件提供支承。磁通环采用

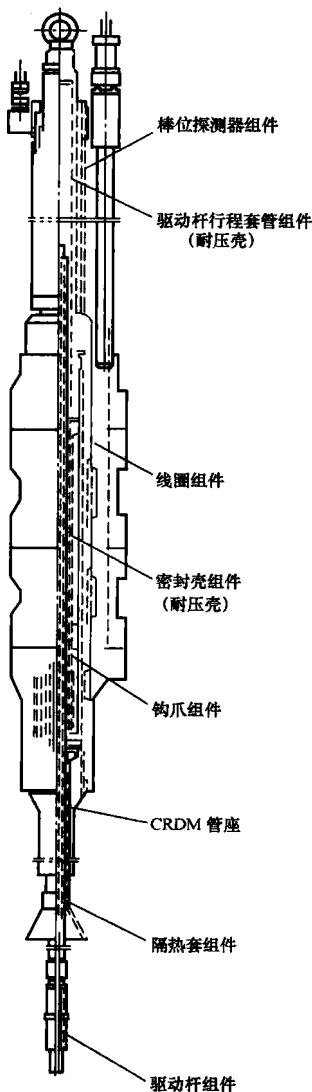


图 2.4-27 控制棒驱动机构

导磁性能良好的碳钢制造,它的作用是构成“电磁铁”的磁路。

驱动杆行程套管组件组装在密封壳组件上端,二者之间用梯形螺纹连接,小“Ω”密封环焊接密封,构成了可拆密封连接。驱动杆行程套管组件上端安装有排气阀,供驱动机构排气用。驱动杆行程套管为驱动杆组件提供了上、下运动的空间,同时为棒位探测器组件提供支承。

6.3.2 钩爪组件

钩爪组件是驱动机构的动作部件。钩爪组件安装在密封壳内,上端固定,下端径向定位,轴向无约束,以保证其在高温下能自由膨胀。

钩爪组件的套管轴是组件的支承轴,它的上端连接提升磁极,下端连接定位螺母。其内孔为驱动杆组件提供通道和导向。套管轴上装配有 3 个“电磁铁”的铁芯部件。

提升电磁铁的铁芯部件固定在套管轴的上部,包括提升磁极、提升衔铁上段及它们之间的缓冲片、隔磁片、提升弹簧等零件。

移动电磁铁的铁芯部件与提升衔铁连接在一起,包括提升衔铁下段、隔磁片、移动弹簧、移动衔铁、缓冲轴、导向板以及 3 个钩爪与连杆组成的子组件等。

保持电磁铁的铁芯部件固定在套管轴的下部,包括保持磁极、隔磁片、保持弹簧、保持衔铁、钩爪支承架、钩爪支承套、定位弹簧、导向板以及 3 个钩爪与连杆组成的子组件等。

6.3.3 线圈组件

线圈组件套在密封壳外部,由电磁线圈、磁轭及引线、导线管、电连接器等零件组成。

线圈组件的电磁线圈、磁轭与钩爪组件对应的铁芯部件构成了 3 个“电磁铁”。电磁线圈的作用如下:

提升线圈励磁,使提升衔铁吸合,连同移动钩爪提升一个步距;提升线圈去磁使提升衔铁打开,移动钩爪下降一步。

移动线圈励磁,使移动衔铁吸合,带动移动钩爪摆入驱动杆环形槽中;移动线圈去磁使移动衔铁打开,带动移动钩爪摆出驱动杆环形槽。

保持线圈励磁,使保持衔铁吸合,带动保持钩爪摆入驱动杆环形槽中;保持线圈去磁使保持衔铁打开,带动保持钩爪摆出驱动杆环形槽。

线圈磁轭用铁素体球墨铸铁制造,导磁性能好,便于成形,减震性能好。磁轭的作用是为线圈提供机械保护和支承、散热以及构成磁通路。

6.3.4 驱动杆组件

驱动杆组件从钩爪组件的套管轴内孔穿过,在驱动杆行程套管内上、下移动。驱动杆组件由驱动杆、可拆接头、拆卸杆、弹簧等零件组成。

驱动杆中段加工出均布的 261 个环形齿,齿间距即为驱动机构的步距(15.875mm)。驱动杆下端为可拆接头,驱动杆组件通过可拆接头与控制棒组件连接。

拆卸杆装在驱动杆内孔里,用于进行驱动杆组件与控制棒组件的连接和脱开操作。驱动杆内孔里装两个弹簧,上部弹簧用来防止拆卸杆向上窜动,下部弹簧用于实现驱动杆组件与控制棒组件的连接和脱开。

6.3.5 棒位探测器组件

棒位探测器组件由棒位探测线圈及内外套管等零件组成。内外套管为棒位探测线圈提供支承和保护。棒位探测线圈由一个初级线圈和多个次级短线圈组成。初级线圈贯穿整

个驱动杆行程, 次级线圈均布在初级线圈上。

在驱动机构运行时, 棒位探测器组件的初级线圈通电后, 次级线圈通过感应电压的变化, 可以给出驱动杆的实际位置信号。在全行程落棒时, 通过记录初级线圈的感应电压的变化曲线, 可以测量出控制棒的落棒时间。

6.3.6 隔热套组件

隔热套组件由隔热套管和导向罩等零件组成。隔热套管安装在压力容器顶盖的管座内, 减少了驱动杆与管座之间的水隙, 使得机构内上、下对流传热减少, 可以降低驱动机构的工作温度。导向罩的作用是, 在安装压力容器顶盖时, 为驱动杆组件进入驱动机构提供导向。

6.4 工作原理

线圈组件为驱动机构的运行提供了动力。线圈组件的3个电磁线圈与钩爪组件对应的磁极、衔铁构成了3个“电磁铁”。在驱动机构电源控制柜的控制下, 按设计程序, 对3个电磁线圈分别进行通电励磁或断电去磁, 就可以使与之对应的钩爪组件中的3个“电磁铁”铁芯部件投入运行, 从而带动驱动杆组件上、下运动或静止不动。当3个线圈都断电时, 驱动杆组件失去夹持力, 驱动杆组件和控制棒组件在重力作用下自由下落, 使控制棒组件快速插入堆芯。

6.4.1 提升程序

驱动机构从保持状态(驱动杆组件挂在保持钩爪上)[见图2.4-28(a)]开始提升一个步距的程序如下:

(1) 移动线圈通电, 移动衔铁吸合, 移动钩爪摆入驱动杆环形槽中。此时, 移动钩爪没有接触到驱动杆环形齿[见图2.4-28(b)]。

(2) 保持线圈断电。保持衔铁打开过程中, 保持钩爪随驱动杆一起, 下降到驱动杆挂到移动钩爪上, 再继续下降一段距离后, 摆出驱动杆环形槽[见图2.4-28(c)]。

(3) 提升线圈通电。提升衔铁吸合时, 连同移动钩爪一起, 带动驱动杆提升一个步距[见图2.4-28(d)]。

(4) 保持线圈通电。保持衔铁吸合时, 保持钩爪先摆入驱动杆环形槽中, 再继续提升, 使驱动杆挂在保持钩爪上, 这时移动钩爪离开驱动杆环形齿, 但仍处于齿槽中间[见图2.4-28(e)]。

(5) 移动线圈断电。移动衔铁打开时, 移动钩爪摆出驱动杆环形槽[见图2.4-28(f)]。

(6) 提升线圈断电。提升衔铁打开时, 移动钩爪连同提升衔铁一起下降一个步距, 到初始位置, 完成提升一个步距。

6.4.2 下插程序

驱动机构从保持状态(驱动杆组件挂在保持钩爪上)[见图2.4-29(a)]开始下插一个步距的程序如下:

(1) 提升线圈通电。提升衔铁吸合时, 移动钩爪随提升衔铁一起, 提升一个步距[见图2.4-29(b)]。

(2) 移动线圈通电。移动衔铁吸合时, 移动钩爪摆入驱动杆环形槽中。此时, 移动钩爪没有接触到驱动杆环形齿[见图2.4-29(c)]。

(3) 保持线圈断电。保持衔铁打开时, 保持钩爪随驱动杆一起, 下降到驱动杆挂到移动钩爪上, 再继续下降一段距离后, 摆出驱动杆环形槽[见图2.4-29(d)]。

(4) 提升线圈断电。提升衔铁打开时, 驱动杆随提升衔铁一起, 下降一个步距[见图2.4-29(e)]。

(5) 保持线圈通电。保持衔铁吸合时, 保持钩爪先摆入驱动杆环形槽中, 再继续提升, 使驱动杆挂在保持钩爪上, 这时移动钩爪离开驱动杆环形齿, 但仍处于齿槽中间[见图2.4-29(f)]。

(6) 移动线圈断电。移动衔铁打开时, 移动钩爪摆出驱动杆环形槽, 完成下插一个步距[见图2.4-29(a)]。

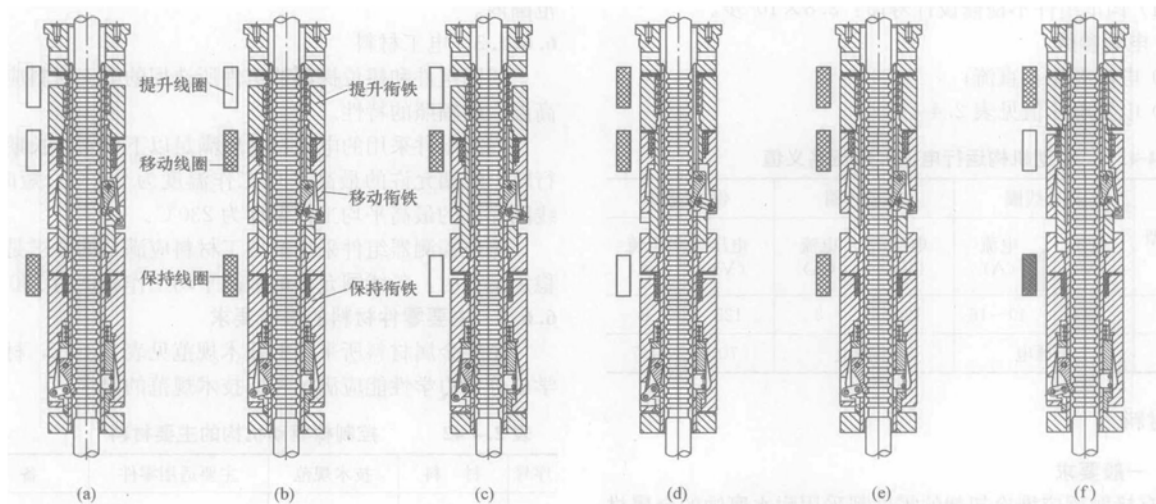


图 2.4-28 控制棒驱动机构提升程序示意

■—线圈通电; □—线圈断电

6.4.3 保持

只给保持线圈单独通电, 保持钩爪摆入驱动杆环形槽中, 使驱动杆组件挂在保持钩爪上, 静止不动, 机构就处于保持状态。

6.4.4 落棒

驱动机构在提升、下插或保持状态时, 只要保持线圈和

移动线圈同时断电, 钩爪将释放驱动杆, 驱动杆组件及控制棒组件在重力作用下快速下落, 实现落棒。

6.5 设计参数

6.5.1 主要设计参数

(1) 步长: 15.875mm。

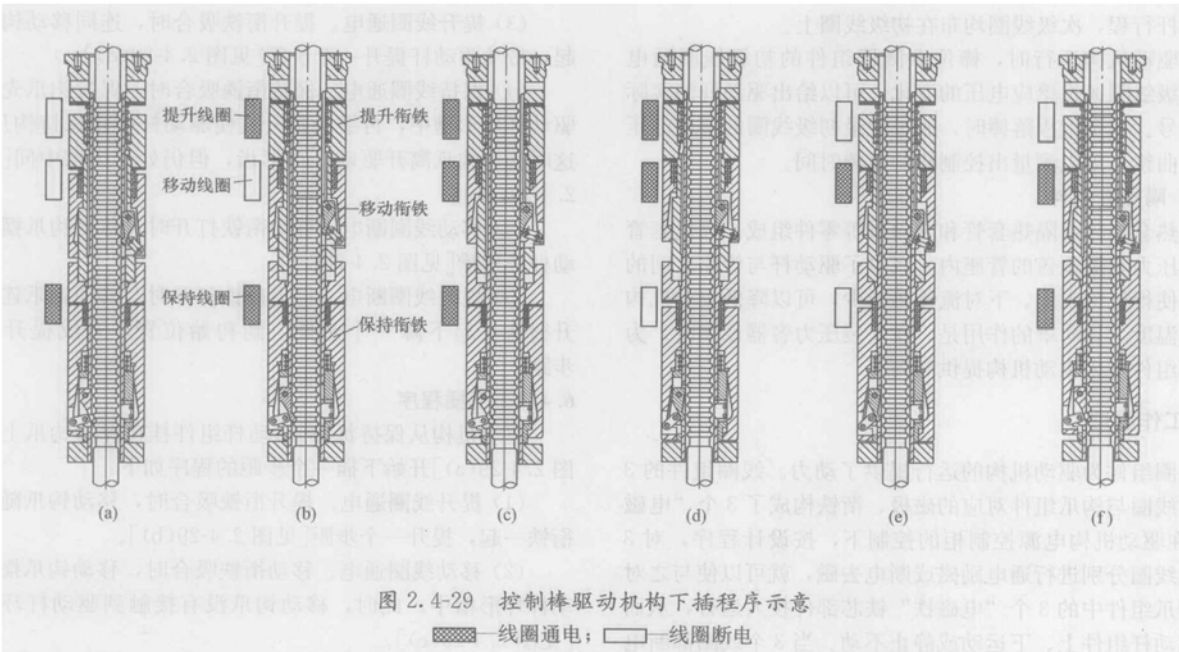


图 2.4-29 控制棒驱动机构下插程序示意

■—线圈通电；□—线圈断电

(2) 速度：1143mm/min (72 步/min)。

(3) 行程：3618mm。

(4) 等效静载荷：1602N (驱动杆组件和控制棒组件在空气中的重量以及运动中的水阻力和机械阻力之和)。

(5) 机电延迟时间：≤150ms (从断电后开始，至驱动杆组件开始自由下落时的最大时间间隔)。

(6) 设计压力：17.2MPa (abs)。

(7) 设计温度：343℃。

(8) 水压试验压力：25.8MPa (abs)。

(9) 线圈最大平均工作温度：200℃。

(10) 承压部件设计寿命：40 年。

(11) 钩爪组件不检修设计寿命：2.8×10⁶ 步。

6.5.2 电源参数

(1) 电流类型：直流；

(2) 电流电压值见表 2.4-41。

表 2.4-41 驱动机构运行电流和电压名义值

运行类型	提升线圈		移动线圈		保持线圈	
	电压 (V)	电流 (A)	电压 (V)	电流 (A)	电压 (V)	电流 (A)
步进	125	40~16	125	8	125	8
保持	不通电		不通电		70	4.7

6.6 材料

6.6.1 一般要求

所有接触反应堆冷却剂的零件都采用耐水腐蚀的金属材料。使用的金属材料有三种类型：不锈钢、镍基合金（镍—铬—铁合金）和钴基合金。对于不锈钢，只使用奥氏体不锈钢和马氏体不锈钢。

接触反应堆冷却剂的材料，其最大的含钴量，除钴基合金外，应小于 0.2%。

6.6.1.1 马氏体不锈钢

为防止马氏体不锈钢在反应堆水化学条件下产生应力腐蚀，设计中限制了马氏体不锈钢的回火温度，所有马氏体不锈钢均应满足 RCC-M M 册中相应技术规格书的规定，其最低回火温度为 600℃。

6.6.1.2 奥氏体不锈钢

(1) 防止晶间腐蚀。用于制造控制棒驱动机构的所有奥氏体不锈钢，在制造、检验和试验过程中，要避免经受敏化过程，防止发生晶间腐蚀。在加工过程中，除了瞬时加热或局部焊接以外，不应加热到 427℃ 以上。

所有奥氏体不锈钢均要求进行晶间腐蚀试验，试验方法按照 RCC-M MC1300 的有关规定执行。

(2) 焊接。焊接时采用 ER308L (RCC-M S2910) 超低碳不锈钢焊丝。为了防止发生热裂纹，应控制焊缝填充金属和焊缝见证件的铁素体含量，检查方法按照 RCC-M MC1340 的有关规定执行。铁素体含量规定在 5%~12% 的范围内。

6.6.1.3 电工材料

线圈组件和棒位探测器组件所选用的电工材料应具有耐高温、耐辐照的特性。

线圈组件采用的电工材料应满足以下要求：长期稳定运行时，线圈允许的最高平均工作温度为 200℃；短时间内，线圈允许的最高平均工作温度为 230℃。

棒位探测器组件采用的电工材料应满足的要求是：长期稳定运行时，各线圈允许的最高平均工作温度为 180℃。

6.6.2 主要零件材料的性能要求

主要金属材料所采用的技术规范见表 2.4-42，材料的化学成分和力学性能应满足相应技术规范的要求。

表 2.4-42 控制棒驱动机构的主要材料

序号	材 料	技术规范	主要适用零件	备 注
1	Z2CN19-10 控氮锻棒 (法国牌号)	RCC-M M3301 按 1 级设 备要求	耐压壳的驱动杆 行程套管、密封壳、 端塞、隔热套组件 的端头、导向罩、 钩爪组件的钩爪等 零件	近似于国内牌 号 00Cr18Ni10N
2	Z2CN19-10 控氮钢管 (法国牌号)	RCC-M M3304 按 3 级设 备要求	隔热套组件的隔 热套管	近似于国内牌 号 00Cr18Ni10N

续表

序号	材 料	技术规范	主要适用零件	备 注
3	Z5CND17-12 棒 材 (法国牌号)	RCC-M M5110 按 2 级设 备要求	耐压壳顶端的排 气阀	近似于国内牌 号 0Cr17Ni12Mo2
4	X12Cr13 棒 材 (法国牌号)	RCC-M M5110 按 3 级设 备要求	钩爪组件的磁 极、衔铁、调整片, 驱动杆组件的拆卸 杆抓头, 保护套等 零件	近似于国内牌 号 1Cr13
5	X12Cr13 管 材 (法国牌号)	RCC-M M3207	驱动杆组件的驱 动杆	近似于国内牌 号 1Cr13
6	X12CrNi13 棒 材 (法国牌号)	RCC-M M5110 按 1 级设 备要求	驱动杆组件的可 拆接头	近似于国内牌 号 1Cr12
7	Z5CND18-10 棒 材 (法国牌号)	RCC-M M3306 按 3 级设 备要求	钩爪组件中除弹 簧、锁紧螺钉和销 轴外的其他不导磁 零件, 驱动杆组件 中的弹簧挡环、拆 卸杆等零件, 棒位 探测器组件的法 兰、端头、插头座 等零件	近似于国内牌 号 0Cr18Ni9
8	0Cr18Ni9 管 材 (国内牌号)	GB/T 14975	线圈组件的引出 线导管, 棒位探测 器组件的内筒体和 外筒体等零件	—
9	QT-400-18 铸 件 (国内牌号)	专用技术条件	线圈组件的线圈 磁轭	—
10	GH145 棒 材 (国内牌号)	专用技术条件	钩爪组件的锁紧 螺钉, 驱动杆组件 的卡环等零件	—
11	GH145 弹簧丝材 (国内牌号)	专用技术条件	钩爪组件的弹簧	—
12	GH169 弹簧丝材 (国内牌号)	专用技术条件	驱动杆组件的 弹簧	—

6.7 制造

6.7.1 一般制造技术要求

6.7.1.1 材料复验

制造厂在零件加工前, 应对所有材料进行复验, 所有材料均需复验其化学成分和力学性能, 奥氏体不锈钢材料还需复验其抗晶间腐蚀性能。复验合格后方能用于零件加工。

6.7.1.2 标记

为保证每个零件在制造过程中的可追溯性, 需要对每个零件进行标记。零件的标记应按照 RCC-M B1300 中的规定执行。

6.7.1.3 清洁

在零件加工制造的每一个阶段, 均应保持零件的清洁,

防止任何污染物的沾污。清洁要求按 RCC-M F6000 中的规定执行, 接触反应堆冷却剂的零件表面应满足 RCC-M F6000 中规定的 A. 21 类零件的要求。

6.7.1.4 焊接

所有焊接工艺应经焊接工艺评定。从事焊接的焊工应通过资格考核, 并取得相应的证书。

6.7.1.5 表面处理

不锈钢或者其他耐腐蚀材料制造的零件表面不应有涂层。

螺纹和磨损表面的镀铬应按照 RCC-M F5100 中的规定执行。附着性检查按照 RCC-M F5173B 中的规定执行。

线圈磁轭表面应镀锌或镀镍。

6.7.1.6 装配

对于每个组件的装配, 制造厂均应编制组件组装规程, 并在装配过程中严格执行。

6.7.2 关键制造工艺和难点

由于控制棒驱动机构的结构特点和材料的一些特殊要求, 使其在产品的加工制造中, 需要采取一些特殊的工艺, 这些特殊的加工工艺也是制造过程中的难点。

6.7.2.1 驱动杆的加工和检测

驱动杆为外径 $\phi 44.5$ 、内孔径 $\phi 22$ 、长度约为 7m 左右的不锈钢管件。在加工过程中, 不仅要保证外圆上 261 个环行齿的精度, 还要保证驱动杆的直线度, 这些要求给驱动杆的加工带来了较大的难度。此外, 261 个环行齿的尺寸公差检测以及长度方向上的尺寸检测存在一定的难度。

6.7.2.2 钩爪堆焊

钩爪齿面以及钩爪与连杆的销孔内表面是控制棒驱动机构的主要磨损面, 为提高其耐磨性, 在这些表面上均采用钴基合金焊丝 (Stellite-6) 进行堆焊, 堆焊工艺采用氧-乙炔焊接工艺。由于钩爪与连杆的销孔较小, 给堆焊造成很大困难, 需要采取一些特殊的工艺措施才能解决。

6.7.2.3 可拆接头的加工和检测

可拆接头可以说是控制棒驱动机构中最薄弱的零件。由于结构设计的需要, 要求它的两个臂有较大的柔性, 因此这两个臂的厚度不能太大; 但这两个臂却要承受驱动机构运行时由控制棒组件产生的冲击载荷。为了保证可拆接头的抗疲劳性能, 不仅对材料提出了严格的要求, 对加工过程中的热处理也提出了严格的要求。柔性臂的加工和完工后的尺寸检测也是工艺难点之一。

6.7.2.4 零件镀铬

对于控制棒驱动机构中具有相对运动的表面, 为提高其耐磨损的性能, 通常采用镀铬的工艺。由于需要镀铬的零件形状复杂, 开孔较多, 增加了电镀工艺的难度, 在电镀过程中, 需要采取一些特殊的工艺措施。

6.8 检验和试验

控制棒驱动机构各组件组装完成后, 除检测其外形尺寸和相关配合尺寸外, 还应进行下列检查和试验。

6.8.1 组件检查和试验

6.8.1.1 钩爪组件

在控制棒驱动机构冷态试验台架上, 检查钩爪组件的步长和负荷传递间隙。

6.8.1.2 驱动杆组件

验证可拆接头与控制棒组件星形架上套的连接和脱开是否灵活、可靠。当驱动杆组件连接到控制棒组件星形架上套时, 二者之间不应有松动。

6.8.1.3 线圈组件

检查每个线圈的电气参数,包括电阻、电感和极性。

线圈组件应进行耐压试验,试验方法和验收准则按 RCC-E MC3100 的规定执行。

绝缘电阻的检测应按 RCC-E MC3200 的规定执行。在室温、500V 直流电压的测量条件下,线圈的绝缘电阻应不小于 500MΩ。

在控制棒驱动机构冷态试验台架上,检测各个衔铁吸合时,相应线圈的最小吸合电流;检测各个衔铁打开时,相应线圈的最大打开电流。检测结果应在规定的范围内。

6.8.1.4 棒位探测器组件

检查棒位探测器组件中每个线圈的电气参数,包括电阻、电感、相间绝缘电阻及对机壳的绝缘电阻等。检测结果应在规定的范围内。

棒位探测器组件各线圈应进行耐压试验,试验方法和验收准则按 RCC-E MC3100 的规定执行。

绝缘电阻的检测应按 RCC-E MC3200 的规定执行。在室温、500V 直流电压的测量条件下,绝缘电阻应不小于 100MΩ。

棒位探测器组件应进行接地连续性试验,试验方法和验收准则按 RCC-E MC3300 的规定执行。

在控制棒驱动机构冷态试验台架上,校核棒位探测器的测量精度。

6.8.1.5 耐压壳水压试验

耐压壳应单独进行水压试验,试验压力为 25.8MPa,试验方法按 RCC-M B5000 的规定执行。

6.8.2 整机性能试验

6.8.2.1 冷态性能试验

所有控制棒驱动机构在出厂前,均应在控制棒驱动机构冷态试验台架上进行静水冷态试验,试验在常温、常压下进行。试验过程中需要完成如下试验内容:

- (1) 检测钩爪组件的步长和负荷传递间隙。
- (2) 检测线圈组件各个线圈的最小吸合电流和最大打开电流。

- (3) 校核棒位探测器的测量精度。

(4) 检查控制棒驱动机构的运行特性、步进速度。检查方法如下:控制棒驱动机构通电,以设计速度(即 72 步/分)全行程往返 5 次。记录以下过程中,线圈组件各线圈的电流及运动零件的声音与时间的关系曲线。

- (1) 驱动杆第一个全行程中连续提升的 5 步。
- (2) 驱动杆第一个全行程中连续下插的 5 步。
- (3) 驱动杆最后一个全行程中连续提升的 5 步。
- (4) 驱动杆最后一个全行程中连续下插的 5 步。

检查和分析电流和声音曲线的正确性;验证驱动杆提升和下插的速度是否满足设计要求。

- (5) 检测机电延迟时间。

6.8.2.2 热态性能试验

控制棒驱动机构冷态性能试验完成后,应在每座反应堆的控制棒驱动机构中,抽取两台进行热态性能试验。

热态性能试验在控制棒驱动机构的热态试验台架上进行。试验温度为反应堆冷却剂的平均工作温度(310℃),试验压力为反应堆冷却剂的工作压力[15.5MPa(abs)]。

试验过程中,控制棒驱动机构以设计速度(即 72 步/分)全行程往返至少 100 次。记录以下过程中,线圈组件各线圈的电流及运动零件的声音与时间的关系曲线。

- (1) 驱动杆第一个全行程中连续提升的 5 步。
- (2) 驱动杆第一个全行程中连续下插的 5 步。
- (3) 驱动杆第 5 个全行程中连续提升的 5 步。
- (4) 驱动杆第 5 个全行程中连续下插的 5 步。
- (5) 驱动杆每 10 个全行程中连续提升的 5 步。
- (6) 驱动杆每 10 个全行程中连续下插的 5 步。

检查和分析电流与声音曲线的正确性,验证驱动杆提升和下插的速度是否满足设计要求。

6.8.2.3 热态寿命考验

热态寿命考验是控制棒驱动机构的鉴定试验,是对控制棒驱动机构新产品进行定型鉴定或对新的制造厂进行资格鉴定时进行的试验。

在热态寿命考验中,控制棒驱动机构产品样机在全尺寸热态驱动线试验台架上进行试验。在整个驱动线中,除燃料组件芯块用钼代替外,其余各部分(包括结构、尺寸及材料)均与反应堆驱动线各对应组件完全一样。试验运行条件(包括试验温度、试验压力和流量)完全模拟反应堆真实运行工况。

秦山第二核电厂控制棒驱动机构产品样机完成热态寿命考验后,其运行总行程达到 850 余万步。试验中机构运行均正常,无任何异常现象出现。试验中,还在各种工况下进行了 500 余次的全行程落棒性能试验,试验结果均满足 $t_{5\max} \leq 2.4s$, $(t_5 + t_6)_{\max} \leq 3.2s$ 的设计要求。试验完成后,驱动机构仍可继续正常运行。

6.8.2.4 抗震试验

抗震试验也是控制棒驱动机构的鉴定试验之一,是对控制棒驱动机构新产品进行定型鉴定或对新的制造厂进行资格鉴定时进行的试验。

抗震试验在控制棒驱动机构完成热态寿命考验后进行。试验在全尺寸驱动线抗震试验台架上进行,试验在常温常压下进行。试验要求在 OBE(运行基准地震)工况下,控制棒驱动机构应能保持其运行功能,落棒时间满足设计要求;在 SSE(安全停堆地震)工况下,控制棒驱动机构应保持其结构完整性,落棒时间满足设计要求。

秦山第二核电厂控制棒驱动机构产品样机在经受 2.8×10^6 步热态寿命考验后,进行了驱动线抗震试验。试验结果满足在 OBE 工况下保持其运行功能、在 SSE 工况下保持其结构完整性的要求。落棒时间均满足 $t_{5\max} \leq 3.0s$, $(t_5 + t_6)_{\max} \leq 4.2s$ 的设计要求。

7 工艺运输设备

7.1 工艺运输设备简述

工艺运输设备主要包括对燃料组件、堆芯部件、反应堆部件等进行工艺运输作业的起升设备、操作设备和工具以及燃料转运装置。

工艺运输设备主要分布在反应堆水池区、乏燃料储存区、新燃料储存区三个区域。

7.1.1 反应堆水池区

反应堆水池区由堆腔和换料水池构成。水池在换料期间充满含硼水,通过燃料转运通道与燃料厂房连通。该区域为

① $t_{5\max}$ 是指从控制棒组件自由下落开始,到控制棒组件进入燃料组件导向管缓冲段入口为止的最大落棒时间。

② $(t_5 + t_6)_{\max}$ 是指从控制棒组件自由下落开始,到控制棒组件落到底为止的最大落棒时间。

上、下部堆内构件和控制棒驱动杆提供存放空间。

换料操作主要由下列设备完成。

(1) 环吊。在核电厂建造期间,用于反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器等设备的安装;核电厂运行期间,用于反应堆压力容器顶盖的开、关盖操作和堆内构件等设备的吊运。

(2) 装卸料机。用于堆芯燃料组件的装卸操作。

(3) 在线吸取检测装置。停堆换料期间,安装在装卸料机上,在线定性地检测乏燃料组件的破损情况。

(4) 燃料转运装置的一部分。在反应堆厂房和燃料厂房之间转运燃料组件。

(5) 水下照明装置。提供各种操作所需的水下照明。

7.1.2 乏燃料储存区

乏燃料储存区位于燃料厂房内,由燃料转运舱、乏燃料储存水池、容器装载井和容器准备井四部分组成。乏燃料储存水池中始终充满含硼水,对储存于其中的乏燃料组件进行冷却。燃料转运舱仅在换料期间,而容器装载井仅在进行乏燃料容器装载时才充满含硼水。乏燃料运输容器进行装载的前后,容器准备井用于容器开、关盖和清洗去污等操作。

该区域内主要设置了下列设备。

(1) 燃料转运装置的一部分。在燃料厂房和反应堆厂房之间转运燃料组件。

(2) 乏燃料水池吊车。在乏燃料储存区对燃料组件及其相关组件进行各种操作。

(3) 乏燃料储存格架。储存乏燃料组件和入堆前的新燃料组件,还可存放旧控制棒组件和可燃毒物组件(储存小室中配上相应的存放架)。

(4) 破损燃料组件储存小室。储存破损的燃料组件。

(5) 离线吸取检测装置。安装在乏燃料储存水池池边,定性和定量地检测乏燃料组件的破损情况。

(6) 乏燃料检查装置。用于辐照燃料组件的外观检查。

(7) 新燃料升降机。把新燃料组件降至乏燃料储存水池池底,然后再由乏燃料水池吊车将新燃料组件从其中转运走。

(8) 乏燃料容器吊车。在进行乏燃料向厂外发送操作时,用于吊运乏燃料运输容器。

(9) 水下照明装置。提供各种操作所需的水下照明。

(10) 燃料操作工具。可悬挂于乏燃料水池吊车的吊钩上,用于燃料组件的抽插、转运及其相关组件的倒换等操作。

7.1.3 新燃料储存区

该区域也位于燃料厂房内,与乏燃料储存区毗邻,是接收和储存新燃料的区域。其中的主要设备有:

(1) 辅助吊车。操作新燃料运输容器和新燃料组件。

(2) 新燃料储存格架。安装在新燃料储存间,用于新燃料组件入堆前的储存。

(3) 新燃料检查装置。用于新燃料组件的外观检查和控制棒组件的抽插试验。

(4) 燃料操作工具。可悬挂于辅助吊车的吊钩上,操作新燃料组件及其相关组件。

7.2 环吊

环吊(见图2.4-30)位于反应堆厂房内,沿着安装在反应堆安全壳上方的环形轨道运行。轨道由嵌入预应力混凝土安全壳中的金属牛腿支承。

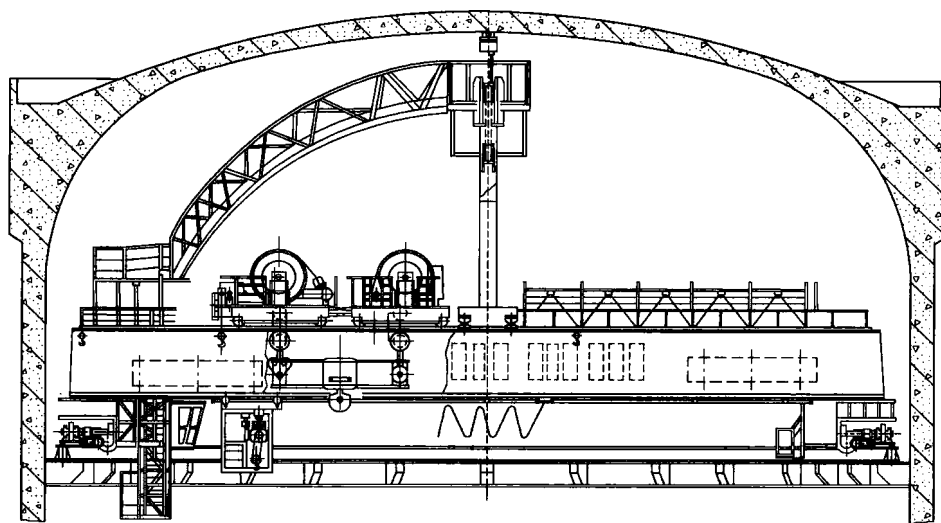


图 2.4-30 环吊

环吊装备有两台小车。一台为安装小车,装有起重量为190t的起升机构;另一台为运行小车,其上装有190t的主起升机构和10t的辅助起升机构。另外,在环吊的主梁下方还装有一台起重量为5t的移动单轨吊。

在核电厂建造阶段,环吊的两台小车并联以形成365t的起重能力,用于反应堆压力容器、蒸汽发生器等重型设备的安装吊运。核电厂运行阶段(安装小车已拆下),用于吊装反应堆压力容器顶盖和堆内构件等。10t和5t两个辅助起升机构主要用于设备的检修操作。

环吊的设计具有下列特点:

(1) 在所有事故(包括安全停堆地震和冷却剂丧失事故)工况下保持结构完整性。

(2) 保证在发生安全停堆地震时能将载荷制动并保持在安全位置。

(3) 保证在失去电源情况下不会产生意外运动。

(4) 按单一故障准则设计,设有双钢丝绳卷绕系统,三套独立的制动器及超载、超速等各种电气连锁保护。

(5) 环吊大、小车都设有可靠的制动系统。

(6) 进行120%额定载荷的动载试验和140%额定载荷的静载试验。

7.3 装卸料机

装卸料机位于反应堆安全壳内，沿安装在换料水池两边的轨道运行。

其功能如下：

- (1) 在反应堆首次装料和换料时装卸燃料组件。
- (2) 在堆芯与燃料转运装置之间运输燃料组件。
- (3) 辅助提升机构可操作专用工具对控制棒组件和其他对象进行操作，或当主提升机构故障时，使用专用工具对燃料组件进行操作。
- (4) 借助于在线吸取装置，进行辐照燃料组件破损检查。

装卸料机对燃料组件的装卸和运输是按规定的操作点及既定的运输路线进行的。

装卸料机主要由大车、小车、主提升机构、固定套筒、伸缩套筒、抓具、辅助提升机构、运行轨道、电气控制及电视监测和显示系统等组成（见图 2.4-31）。

装卸料机是与安全相关的设备（LS 级），其主提升机构按单一故障保护原则设计，双钢丝绳、三个制动器。在地震情况下，抓具能够保持住燃料组件，而且设计要求在任何情况下都不会发生零部件掉入堆芯和换料水池的事故。

传统的装卸料机一般为手动操作，控制系统较落后，提升及运行速度较低，低速约为 0.5m/min，高速约为 5m/min。目前，装卸料机已具备自动操作模式，采用数字化控制系统，速度也有较大提高，低速约为 1m/min，高速约为 10m/min。

7.4 燃料转运装置

燃料转运装置由连接反应堆厂房和燃料厂房的转运通道、燃料承载器、倾翻架、提升机构、转运小车及驱动机构

构成、轨道、手动应急机构、盲板法兰和手动闸阀等构成（见图 2.4-32）。该装置用于在反应堆换料水池和燃料厂房的燃料转运舱之间运输燃料组件。

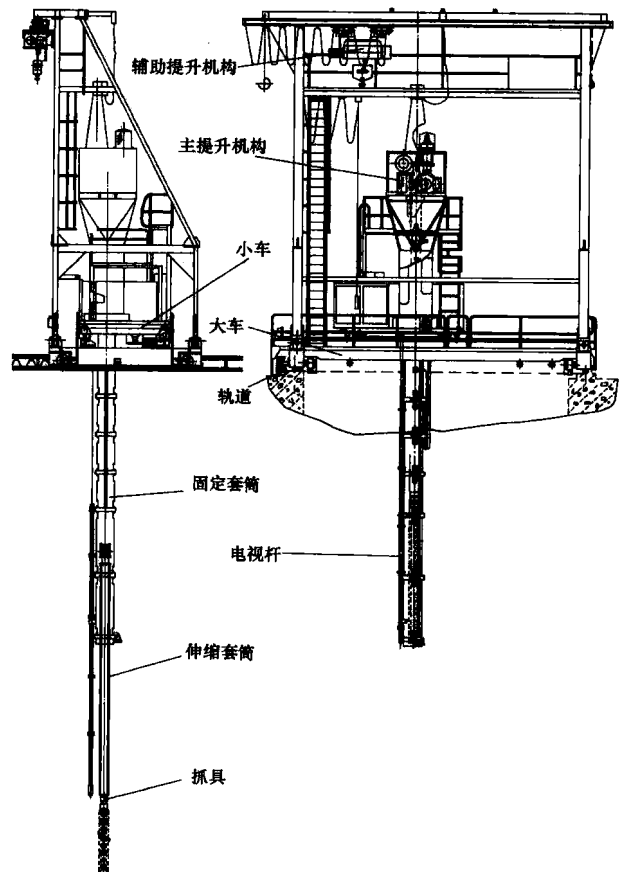


图 2.4-31 装卸料机

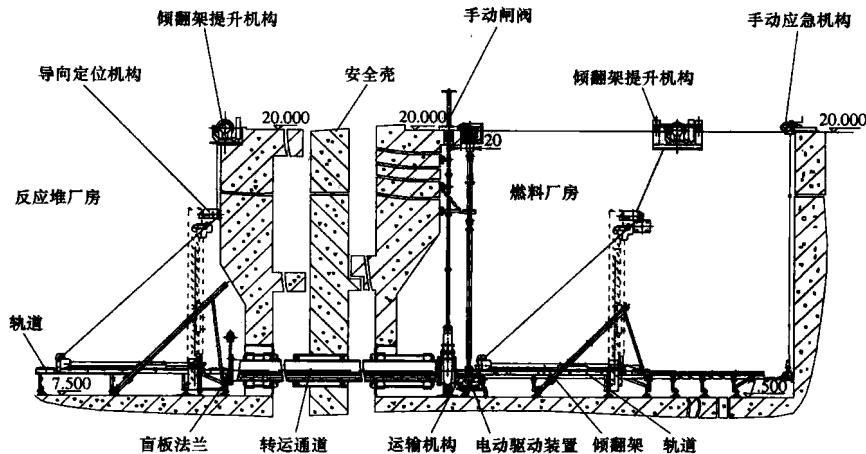


图 2.4-32 燃料转运装置

装载燃料组件的承载器装在运输小车上，小车由其驱动机构通过齿轮齿条传动使其在转运通道内水平运行。

在反应堆厂房和燃料厂房的轨道两端各装有一个倾翻架，用于将承载器从水平位置转至垂直位置，或由垂直位置转至水平位置。当承载器处于垂直位置时，可利用装卸料机或乏燃料水池吊车将燃料组件装入承载器或从其中取出。

燃料组件的倾翻运动是由两台电动卷扬装置来实现的，操作由位于反应堆厂房和燃料厂房内的两个控制台就地控制。其中燃料厂房内的控制台也用于控制转运小车的水平

运动。

在反应堆运行期间，利用燃料厂房一侧的手动闸阀和反应堆厂房一侧的盲板法兰将转运通道隔离。

燃料转运装置是与安全相关的设备（LS 级），其转运通道和盲板法兰的安全等级为 2 级。

7.5 乏燃料水池吊车

乏燃料水池吊车安装在乏燃料水池上方的轨道上（见图 2.4-33）。

乏燃料水池吊车类似于桥式吊车，在小车上装有一台起重重量为2t的起升机构，用于在乏燃料水池上方沿三个方向（X、Y、Z）水下操作燃料组件。操作人员在悬挂走台上完成各项操作。

乏燃料水池吊车具有下列功能：

- (1) 吊装和转运新燃料组件和乏燃料组件。
- (2) 更换或抽插控制棒组件、阻流塞组件和可燃毒物组件。
- (3) 用于各种工具的更换操作。
- (4) 能在燃料转运装置、燃料转运舱闸门、新燃料升降机、乏燃料储存格架、容器装载井、离线吸取检测装置之间完成吊装和转运任务。

乏燃料水池吊车是与安全相关的设备（LS级），其起升机构按单一故障保护原则设计，双钢丝绳、双制动器。

7.6 辅助吊车

辅助吊车安装在燃料厂房的轨道上，横跨于燃料舱口、燃料接收区、新燃料检查和储存区以及部分乏燃料水池区域。

辅助吊车是一台双梁桥式吊车（见图2.4-34），在小车上装有两套起升机构，起重量分别为2t和5t，用于在燃料厂房中沿三个方向（X、Y、Z）水上操作新燃料组件及其容器。

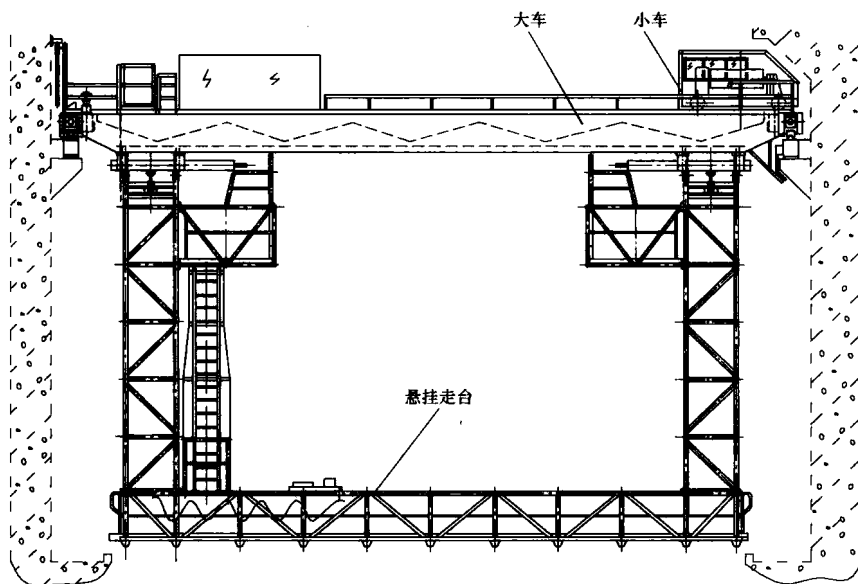


图 2.4-33 乏燃料水池吊车

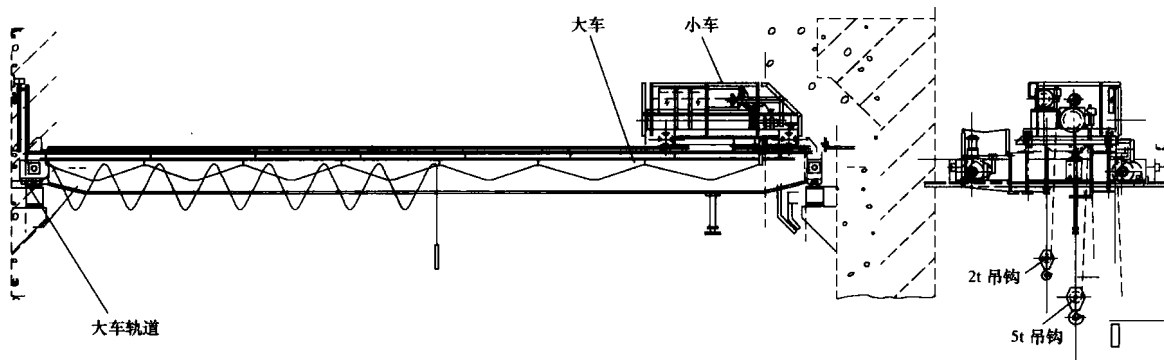


图 2.4-34 辅助吊车

在核电厂建造阶段，辅助吊车可临时装上一台10t的安装小车用于吊运和安装乏燃料储存格架。

在核电厂运行阶段，辅助吊车用于以下操作：吊运新燃料组件；吊运新燃料运输容器及其支架；装上专用操作工具进行乏燃料容器装卸等辅助操作。

辅助吊车能在新燃料运输容器储存和操作区、新燃料检查装置、新燃料储存格架、新燃料升降机、乏燃料运输容器装载井闸门、离线吸取检测装置之间完成吊装和转运任务。

新燃料组件的升、降和转运是通过悬挂于2t起升机构吊钩上的新燃料组件抓具来完成的。新燃料运输容器的吊运是通过吊索悬挂到5t起升机构吊钩上来完成的。另外，5t起升机

构还用于吊运新燃料运输容器支架至新燃料开箱间，并将其拆下。容器中的燃料组件可利用2t起升机构进行操作。

辅助吊车是与安全相关的设备（LS级），其起升机构按单一故障保护原则设计，双钢丝绳、双制动器。

7.7 新燃料储存格架

新燃料储存格架（见图2.4-35）是以干法储存反应堆换料所需要的新燃料组件，可以容纳每年一次正常换料（并考虑适当裕度）所需的新燃料组件。储存格架位于燃料厂房内的新燃料储存区，垂直储存带或不带控制棒组件的新燃料组件。

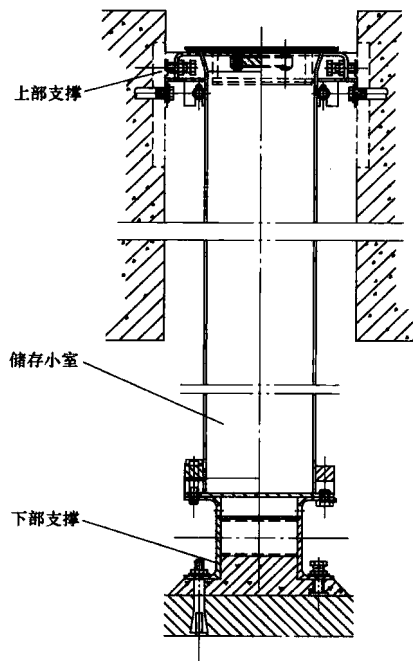


图 2.4-35 新燃料储存格架

新燃料组件储存的临界安全一般由安全的几何布置和物理方法来保证，即使在最不利的条件下也能满足次临界要求。

新燃料储存格架由不锈钢制成，安装在专门设计的基础上，主要由上部支承、下部支承和储存小室三部分构成。上、下部支承与预埋件之间以螺栓连接，以便调整并保持储存小室的垂直度和储存小室间栅距。储存小室为方形套管，其长度略大于燃料组件的长度，套管顶端设有导向喇叭口，便于燃料组件的插入。

7.8 乏燃料储存格架

乏燃料储存格架（见图 2.4-36）位于燃料厂房的乏燃料储存水池中，用于水下垂直储存从堆芯卸出的乏燃料组件。在运往后处理厂之前，这些乏燃料组件一直暂时存放在乏燃料储存格架中。乏燃料格架也可用于储存入堆前的新燃料组件。

乏燃料储存水池池底和四周池壁是不锈钢覆面，池内充满硼酸去离子水。储存格架可储存电站 10 年以上正常运行所卸出的乏燃料组件加整个堆芯的事故卸料。

乏燃料储存格架均由不锈钢制成，主要包括下列三个部分：带中子毒物的储存套管，由上、下支承板和围板等构成的骨架结构，支承整个格架的支腿。

乏燃料储存格架通过可调节支腿直接座落在水池底面上，与水池无任何机械连接。储存套管插在格架的骨架结构之中，其截面为 $225\text{mm} \times 225\text{mm}$ 的正方形，储腔长度为 4265mm （用于 AFA2G 或 AFA3G 型燃料组件）；中子毒物材料为镅，其内外均包覆着不锈钢板并焊接成密封的夹层结构，以避免镅与池水接触。储存套管的顶部设有喇叭口，便于对燃料组件进行垂直抽插操作。

乏燃料储存格架是 LS 级设备。

由硼不锈钢等其他材料作为中子毒物的乏燃料储存格架可以有较小的栅距，能够提高乏燃料储存水池的储存容量，目前已在国内外的核电厂中应用。

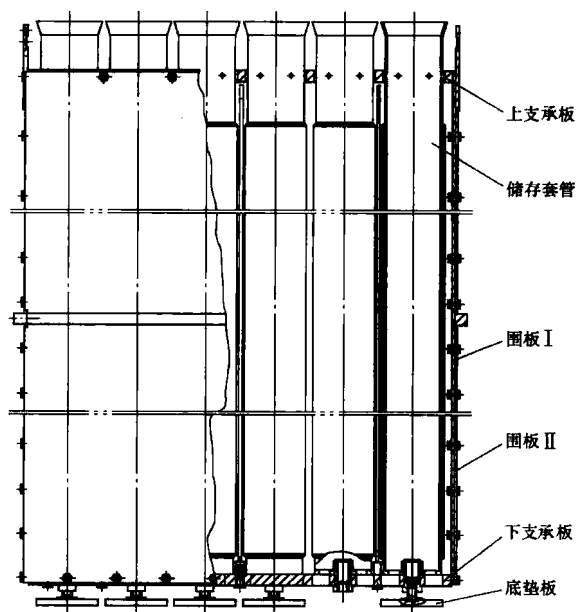


图 2.4-36 乏燃料储存格架

7.9 新燃料升降机

新燃料升降机的主要功能是借助于乏燃料水池吊车和辅助吊车操作新燃料组件。

新燃料升降机燃料舱处于高位时，用辅助吊车及新燃料组件抓具将新燃料组件（带或者不带控制棒组件）插入燃料舱，然后将燃料舱降至乏燃料储存水池的池底；通过乏燃料水池吊车及乏燃料组件抓具将新燃料组件从燃料舱里取出，并转运至其他燃料操作或储存设备中。

新燃料升降机主要由卷扬机、上部构件以及燃料舱和导向轨等组成（见图 2.4-37）。

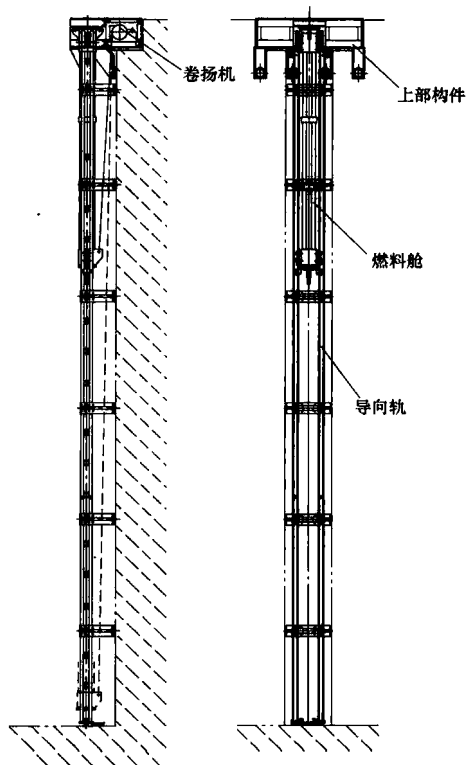


图 2.4-37 新燃料升降机

7.10 新燃料检查装置

新燃料检查装置用于新燃料到达核电厂开箱后、尚未存入新燃料储存格架之前,对新燃料组件(包括控制棒组件)进行检查。

新燃料检查装置的功能包括:

- (1) 每束燃料组件的外观检查,包括四边和上下管座的几何形状和表面质量。
- (2) 控制棒组件在燃料组件内的下落试验。
- (3) 控制棒组件的表面几何形状和表面质量的外观检查。
- (4) 用测力计测量控制棒组件插入或拔出燃料组件内部时的摩擦力。

新燃料检查装置由悬臂吊、储存小室和通道平台三个功能部件组成(见图2.4-38)。

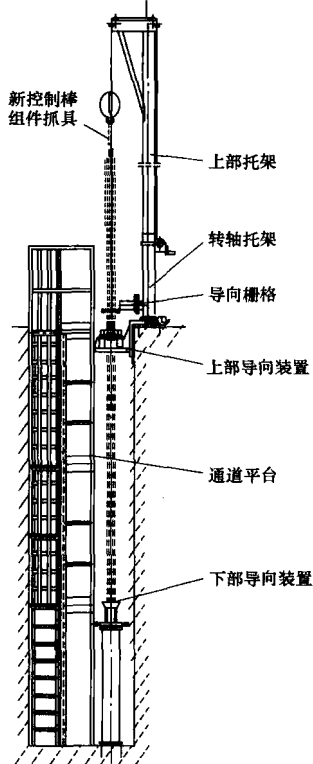


图 2.4-38 新燃料检查装置

新燃料检查装置设有一个可转动的吊臂、测力计和手动卷扬机,以检查控制棒组件(RCCA)在燃料组件导向管中的摩擦阻力。

7.11 乏燃料检查装置

乏燃料检查装置(见图2.4-39)安装在燃料厂房的乏燃料储存水池内。通过闭路电视系统对辐照燃料组件进行外观检查,观察其机械损伤情况,以评估燃料组件是否可重新入堆。

乏燃料检查装置包括一个由上部导向装置和下部导向装置组成的储存小室,用于接收辐照燃料组件;一个提升机构,用于垂直方向驱动摄像机小车,实现对燃料组件整个长度方向上的观察;一个下部导向装置操纵机构,可360°转动燃料组件,从而实现四个侧面的观察;两套上部反光镜和下部反光镜及其操纵机构,可实现对燃料组件上、下底面的观察;一个摄像机小车上装有照明系统,以保证良好的照度;

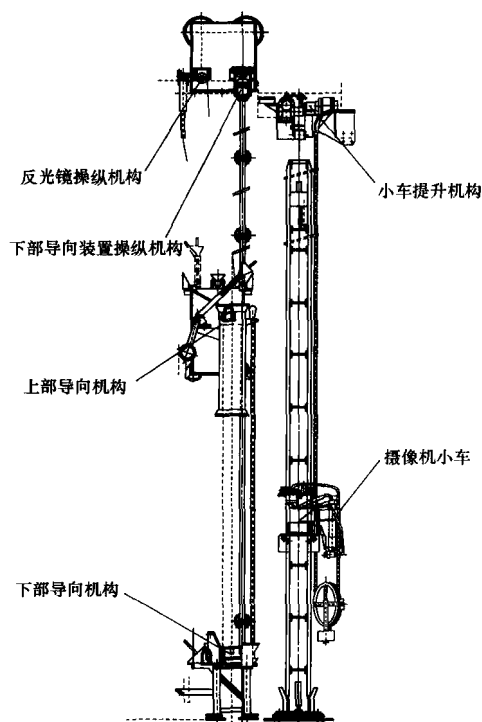


图 2.4-39 乏燃料检查装置

一套坐标定位装置,可将燃料组件破损处定位。

目前,有些核电厂采用了一套比较简单的乏燃料检查系统,把水下摄像头安装在新燃料升降机燃料舱内,用乏燃料水池吊车起吊要检查的燃料组件,并保持有一定的标高,通过摄像头的移动进行组件的外观检查。

7.12 离线吸取检测装置

离线吸取检测装置安装在燃料厂房乏燃料储存水池内及水池边,分水下及水上两部分,其功能是定性检测辐照后的燃料组件的严密性和定量检测燃料包壳破损的大小。

离线吸取检测装置具备在线测量与离线测量的功能。在线测量通过即时测量吸取室内筒内破损燃料组件的冷却水带出的气体的 γ 活度来实现;离线测量需要用取样瓶取出水样和气样,送往核电厂化学实验室进行分析。

离线吸取检测装置(见图2.4-40)包括底板、吸取室、托架、机电柜(包括水回路系统的泵、阀门、加热器和冷却器)、仪表控制柜(包括控制和测量系统)、手套箱、铅室、操作过滤器的工具、连接软管和吸取室操作工具等。

燃料棒破损大小用当量直径来衡量,一般当量直径大于 $35\mu\text{m}$ 的燃料组件不再回用。

7.13 破损燃料组件储存小室

破损燃料组件储存小室(见图2.4-41)位于燃料厂房的乏燃料水池内,由不锈钢制成,专门用于暂时存放破损的燃料组件。储存小室的底部开有孔洞,水能自由地流入小室内,以保证对燃料组件的充分冷却。破损燃料组件也可以储存在带滤网的乏燃料储存格架中。

7.14 破损控制棒组件储存小室

破损控制棒组件储存小室(见图2.4-42)设置在燃料厂房内乏燃料储存水池中乏燃料储存格架的储存套管里,用于在水下储存和转运下列与堆芯相关组件:

- (1) 储存由堆芯卸出的破损控制棒组件。

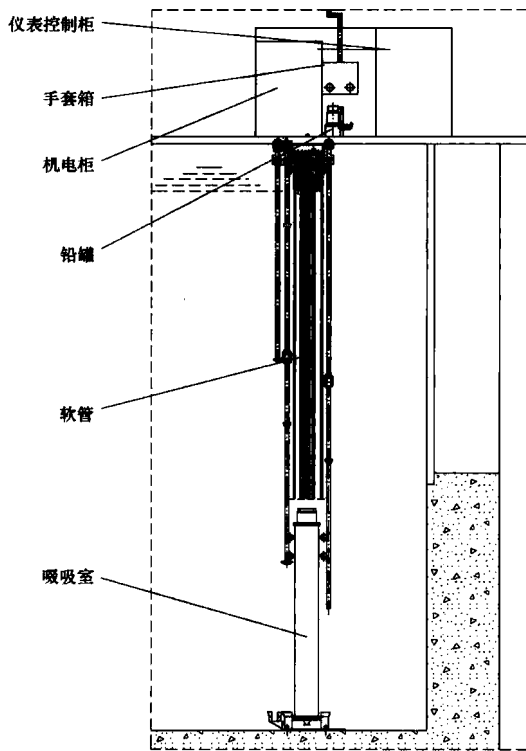


图 2.4-40 离线吸吸检测装置

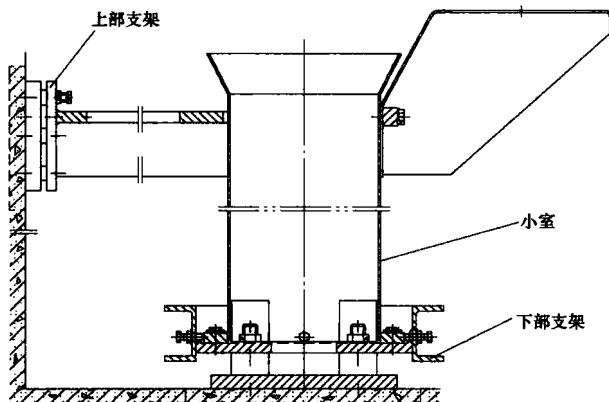


图 2.4-41 破损燃料组件储存小室

(2) 暂时储存从需要接受检查的乏燃料组件中抽出的控制棒组件。

(3) 转运在第一次装卸料时用于替换可燃毒物组件和中子源组件而装入堆芯的新阻流塞组件。

破损控制棒组件储存小室是一个由焊接和螺钉装配而成的呈长方体形状的金属储舱，它的结构类似于燃料组件的骨架，整个储存小室由壳体、操作头等构成。

7.15 可燃毒物组件存放架

可燃毒物组件存放架（见图 2.4-43）设置在燃料厂房内乏燃料储存水池中乏燃料储存格架的储存套管里，在核电厂运行寿期内只使用一次，用于在水下垂直储存反应堆第一次卸料时由堆芯卸出的可燃毒物组件。可燃毒物组件存放架是一个焊接成型的金属支架，由支承板、导向板、支承角钢和角撑等构成。

7.16 操作工具

所有燃料操作工具均用不锈钢制造，基本上由抓头、连接杆和操作装置三部分组成。为了保证操作安全可靠，均设

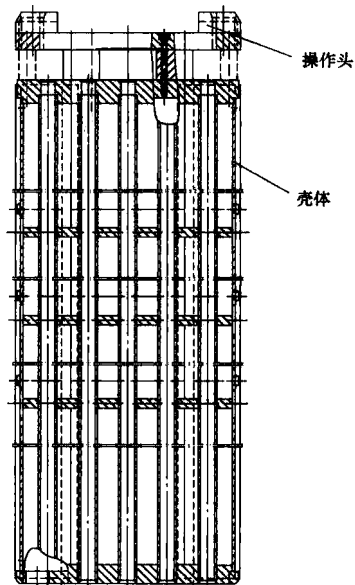


图 2.4-42 破损控制棒组件储存小室

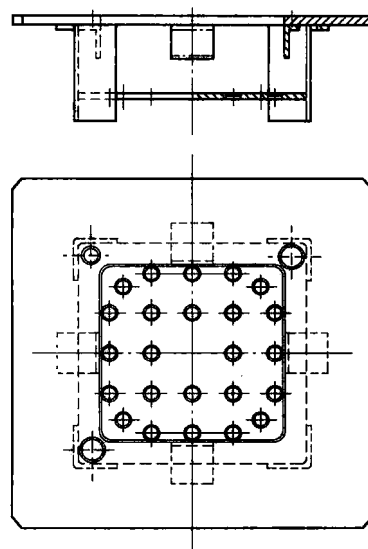


图 2.4-43 可燃毒物组件存放架

计成负载时不能自动打开，避免燃料组件及相关组件发生跌落事故。

燃料操作工具共有下列 6 种。

7.16.1 乏燃料组件抓具

乏燃料组件抓具（见图 2.4-44）平时存放于乏燃料储存水池壁的支架上。使用时，挂于乏燃料水池吊车的吊钩上，操作人员站在吊车的操作走台上进行乏燃料组件的装卸和吊运操作。乏燃料组件抓具除用于抓取燃料组件外，还可用于抓取可燃毒物组件存放架和破损控制棒组件储存小室。

乏燃料组件抓具的服务范围是：燃料转运装置、新燃料升降梯、乏燃料储存格架、离线吸吸检测装置、乏燃料检查装置、破损燃料组件储存小室和运输容器装载井等。

乏燃料组件抓具是与安全相关的设备（LS 级），保证在各种工况下，抓取的载荷不跌落。

7.16.2 乏燃料组件通用抓具

乏燃料组件通用抓具（见图 2.4-45）在反应堆厂房的换料水池和燃料厂房的乏燃料储存水池中使用，平时该抓具拆卸为上下两段存放于换料水池池壁上。

乏燃料组件通用抓具是备用工具，即当装卸料机发生故

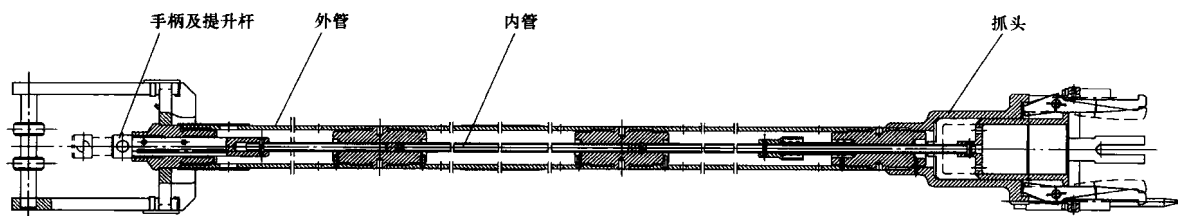


图 2.4-44 乏燃料组件抓具

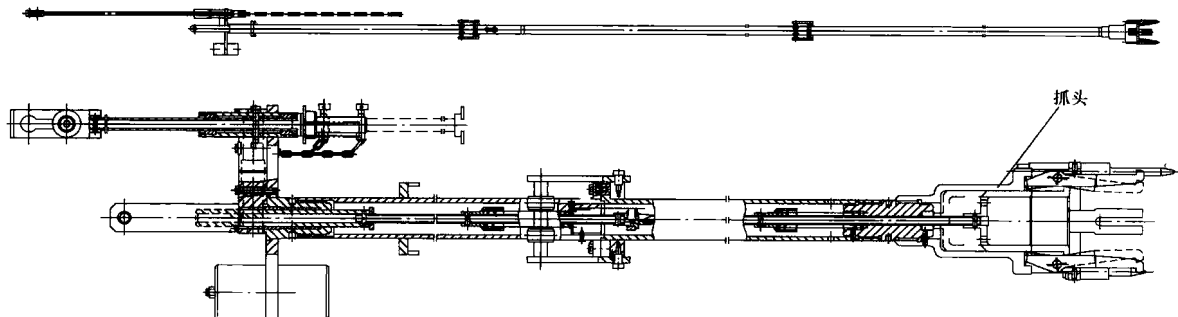


图 2.4-45 乏燃料组件通用抓具

障（主要是伸缩套筒抓具故障）而不能装卸组件时，将它挂于装卸料机辅助吊的吊钩上，继续完成燃料组件的装卸操作。而在燃料厂房内，当乏燃料组件抓具出现故障时，也用它继续进行操作（但只用抓具的下段）。

乏燃料组件通用抓具是与安全相关的设备（LS级），保证在各种工况下，抓取的载荷不跌落。

7.16.3 旧控制棒组件抓具

旧控制棒组件抓具（见图 2.4-46）平时存放于乏燃料储存水池壁的支架上，使用时挂于乏燃料水池吊车的吊钩上，专门用于水下完成旧控制棒组件在燃料组件间的抽插倒换操作，或将破损控制棒组件插入破损控制棒组件储存小室存放。

旧控制棒组件抓具主要的服务范围是乏燃料储存格架。

旧控制棒组件抓具提升控制棒组件的操作为电动操作，抓取和释放控制棒组件的操作为手动操作。

旧控制棒组件抓具主要包括抓具本体、棒束夹紧装置、抓具提升机构等。按其结构分为上部组件、下部组件及附属部件。上、下部组件通过锁紧螺母组装在一起。附属部件包括抓具支架、运输储存容器及电缆卷绕装置等。

7.16.4 可燃毒物棒组件抓具

可燃毒物棒组件抓具（见图 2.4-47）平时存放于乏燃料储存水池壁的支架上，使用时挂在乏燃料水池吊车的吊钩上，用于水下操作阻流塞组件和可燃毒物组件。其主要服务范围是乏燃料储存格架。

可燃毒物棒组件抓具由上、下两段部件及其附件组成。上、下两段部件通过可拆卸螺钉组装在一起。下段部件包括定位装置、导向装置、调节拉杆、行走机构和锁紧导向套筒等。上段部件包括吊环和卷扬装置等。

7.16.5 新燃料组件抓具

新燃料组件抓具（见图 2.4-48）存放于设置在新燃料检查间墙壁的支架上，使用时将其挂在辅助吊车 2t 的吊钩上，用来抓取和吊运新燃料组件。其使用范围是：把新燃料组件从新燃料运输容器吊运到新燃料检查装置和新燃料储存格架；把新燃料组件从新燃料储存格架吊运到新燃料升降机。新燃料组件抓具不能用于水下装卸操作。

7.16.6 新控制棒组件抓具

新控制棒组件抓具（见图 2.4-49）存放于新燃料组件抓具旁边，使用时将其挂于辅助吊车 2t 的吊钩上或新燃料检查装置的卷扬机吊钩上，用来抓取和吊运新控制棒组件。新控制棒组件抓具使用范围是：从一组新燃料组件中抽取新控制棒组件，再装入另一组新燃料组件内；进行控制棒组件在燃料组件内的抽插试验。新控制棒组件抓具不能用于水下装卸操作。

7.17 乏燃料容器吊车

乏燃料容器吊车（见图 2.4-50）安装于燃料厂房内，专门用于在设备吊装口、容器准备井和容器装载井之间吊运乏燃料运输容器。吊车的大车呈梯型，一侧装有一个走轮，另一侧则装有两个走轮，它们分别在不同轨顶标高的轨道上

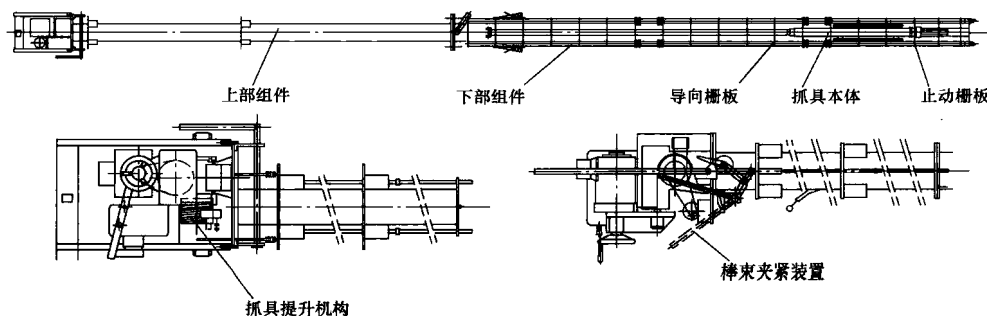


图 2.4-46 旧控制棒组件抓具

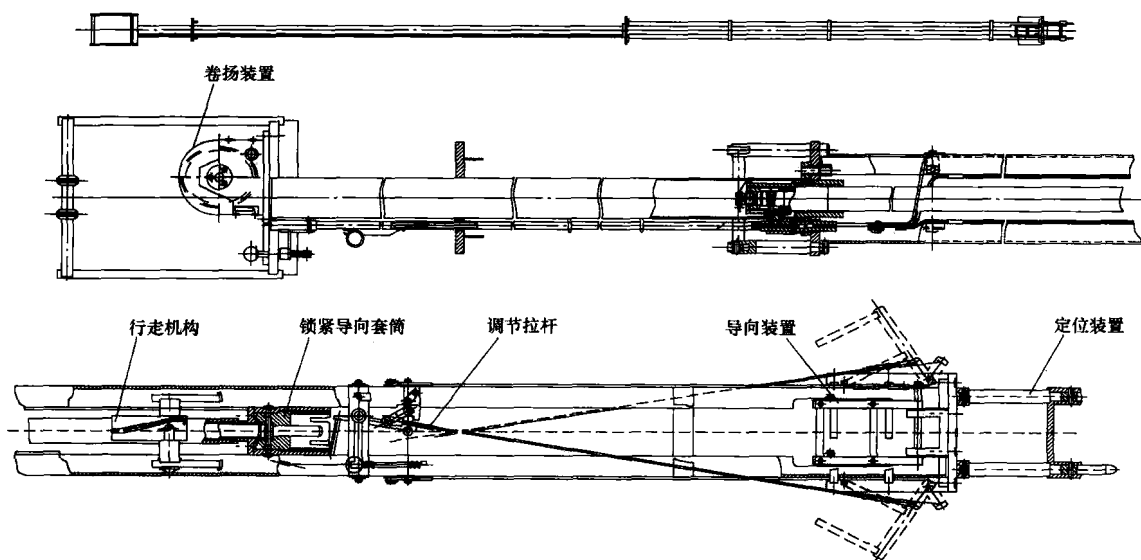


图 2.4-47 可燃毒物组件抓具

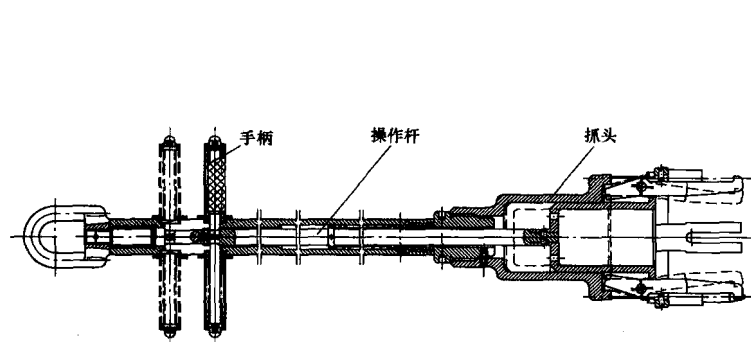


图 2.4-48 新燃料组件抓具

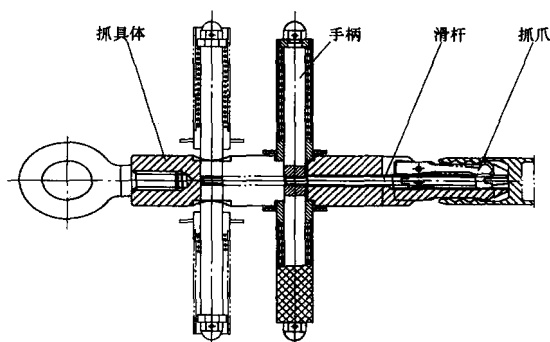


图 2.4-49 新控制棒组件抓具

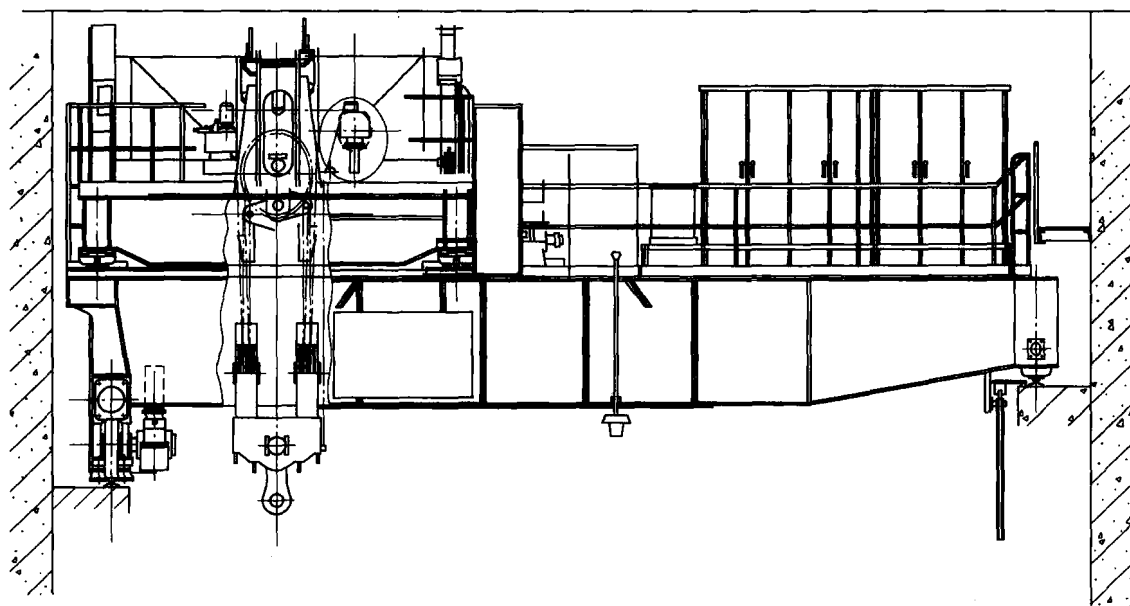


图 2.4-50 乏燃料容器吊车

运行。大车梁上小车的运行动力来自液压缸，其行程为 $\pm 200\text{mm}$ 。吊车的起重能力为 130t ，其最大的起重载荷为装满乏燃料组件的乏燃料运输容器（约 110t ）。

8 常规岛主要设备

在压水堆核电站中，常规岛的主要设备包括：汽轮机、

发电机、凝汽器、汽水分离再热器、高压加热器、低压加热器、除氧器及其水箱、凝结水泵、给水泵等。这些设备的原理、构造、结构型式等基本上与常规火电厂相同；但是，由于压水堆核电站在蒸汽参数、工艺流程等方面具有特殊的要求，因此，压水堆核电站中的汽轮机等设备在设计、制造、运行等方面又有着不同于常规火电厂的特点和要求。

8.1 汽轮机

8.1.1 压水堆核电站汽轮机的主要特点

(1) 对于压水堆核电站的汽轮机, 由于汽轮机的进汽为饱和蒸汽, 在汽轮机系统的设计、材料选择、结构设计等过程中, 必须重点考虑减少湿蒸汽侵蚀造成的影响。

(2) 由于饱和蒸汽焓值低, 做功能力较差; 因此, 相同容量的饱和蒸汽汽轮机主蒸汽的质量流量要大于常规汽轮机, 汽轮机的体积、重量均大于常规火电厂的过热蒸汽汽轮机, 制造生产的难度较大。

(3) 在汽轮机设计中必须加强蒸汽疏水的回收、利用, 提高全厂的经济性。

(4) 由于后汽缸体积增大, 排汽口增大, 末级叶片的长度增加。

(5) 由于蒸汽焓降较低, 在高、低压汽缸之间一般不再设置中压缸。

(6) 为提高蒸汽的回路效率并减少由蒸汽中水分引起的低压缸腐蚀和侵蚀, 将高压缸排出的湿度较大的蒸汽经过汽水分离再热器去湿、加热后变为微过热的高温蒸汽, 进入低压缸继续做功。

8.1.2 我国压水堆核电厂汽轮机的典型参数

我国现在已经投入运行的压水堆核电厂有秦山核电厂、秦山第二核电厂、广东大亚湾核电厂、岭澳核电厂以及田湾核电厂等。秦山二期为 $2 \times 650\text{MW}$ 汽轮机, 其汽轮机的主要参数见表 2.4-43。

表 2.4-43 秦山二期核电厂汽轮机主要参数

序号	项 目	单 位	规格及主要参数
1	额定出力	MW	642
2	给水温度	℃	230
3	主汽门前蒸汽压力	MPa (a)	6.41
4	主汽门前蒸汽温度	℃	279.9
5	主蒸汽流量	t/h	3696
6	凝汽器设计背压	kPa (a)	5.4
7	末级叶片长度	mm	977.2
8	再热级数	—	2
9	给水级数	—	3 高+1 除氧+3 低
10	汽轮机热耗	kJ/kWh	9972 (最大保证工况)
11	额定工作转速	r/min	3000

岭澳核电厂为两台 900MW 汽轮机, 其主要参数见表 2.4-44。

表 2.4-44 岭澳核电厂汽轮机主要参数

序号	项 目	单 位	规格及主要参数
1	额定出力	MW	900
2	给水温度	℃	221.2
3	总排汽面积	m ²	46.9
4	末级叶片长度	mm	945
5	汽轮机长度	m	29.147
6	汽轮机质量	t	1214

8.1.3 典型汽轮机结构特点

我国现在运行的压水堆核电厂汽轮机均为全速 (3000r/min) 汽轮发电机, 下面以岭澳核电厂采用的额定功率为 900MW 核电汽轮机为例 (见图 2.4-51), 说明核电汽轮机的主要结构特点。

岭澳核电厂汽轮机采用单轴、4 缸 (1 个双流高压缸+3 个双流低压缸)、6 排汽、中间去湿再热机组的结构型式。高、低压缸转子均为自带联轴节的整锻转子, 各段转子之间采用刚性连接。每段转子由一对径向轴承提供支承, 整个轴系的推力由布置在高压缸和低压缸之间轴承座中的推力轴承平衡。4 个高压汽室对称布置, 每个汽室包括一对主汽门和调节汽门。高压缸排汽送入低压缸两侧的两个卧式汽水分离再热器, 经除湿再热后从汽水分离再热器的高温再热段出口联箱送入相邻的三个低压缸进汽室, 在每条再热段管上布置有一对低压汽门和低压调节汽门。

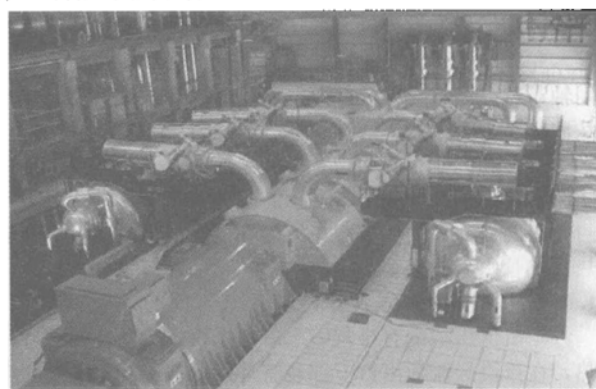


图 2.4-51 全速汽轮机布置简图

汽轮机和发电机通过机座支承在混凝土汽机基础上, 两侧的汽水分离器则布置在独立的钢结构平台上。

8.1.3.1 高压缸

高压缸采用双流对称结构。缸体为单层结构, 隔板支承在与缸体独立的隔板套中。汽缸做成水平对分形式, 上、下缸体在水平中分面上用螺栓连接。

机组按带基本负荷运行设计。高压缸不设调节级, 配汽采用节流调节以获得最高的基本负荷热效率。主汽通过 4 条对称布置的导汽管进入高压缸。

8.1.3.2 低压缸

低压缸采用双层结构。内缸包括一个中间进汽分流环并起到支撑所有隔板的作用。外缸则设计成整个内壁承受排汽真空和低温蒸汽。

为防止末级叶片在低负荷下可能产生的自激轴向和扭转振动, 每个叶片在靠近叶顶一侧装有整圈拉金。

8.1.3.3 转子 (主轴)

转子本身带有整体锻出的联轴节。同时, 转子设计成具有足够大的抗挠刚度, 使得在正常运转范围内不存在由于转子挠曲而形成的临界转速。

8.1.3.4 汽封

高、低压缸的隔板汽封采用弹性装配梳齿迷宫式汽封, 用板弹簧将自带梳齿的汽封圈嵌装在隔板内孔的 T 形槽内。

低压缸端部轴封嵌装在独立支承、高度对称的薄壁汽封体的 T 形槽内, 因此任何可能汽缸失圆或变形都不会影响到外侧两段汽封与转子间的间隙。轴封体与低压外缸之间采用韧性波纹板以保持真空密封。

因高压缸级间压差大、胀差小, 端部和隔板汽封均采用

高低梳齿汽封,而低压缸则用斜平梳齿汽封。

端部汽封各室均通以干蒸汽以避免汽封或转子受到任何水蚀的侵害。端部轴封的排汽室保持微真空,最外端空气被抽入,以防止蒸汽逸出,污染汽轮机油系统。

8.1.3.5 轴承与轴承座

所有轴承座均采用球墨铸铁铸成。

转子支承采用球面自位式径向轴承。当轴颈倾斜度改变时,球面轴承体可作相应转动,从而使轴颈和轴瓦的间隙在整个轴瓦长度范围内保持不变。

推力轴承每侧上、下各有两个瓦块装有热电偶以指示瓦块温度。另外,每侧各有两个瓦块装有涡流间隙探测器以指示推力轴承的磨损程度,一旦达到设定值,汽轮机保护系统动作跳闸保护。

8.1.3.6 汽室与汽门

高压缸4个汽室成对称布置,每个汽室尽可能布置得靠近汽缸以缩短导汽管长度,并用弹簧支架滑动支承在汽机基础上,允许向任何方向自由移动。主汽门和调速汽门水平反向同轴布置,汽室对称性好,壁厚均匀,有效地减少了热应力从而提高了运行的灵活性。

主汽门和调速汽门为带背座的单座阀,从而获得最佳的关闭严密性。主汽门采用带有预启阀的双重阀结构,以减小阀门开启的提升力。低压截止汽门和低压调节汽门反向布置在热再热管水平段上。

8.1.3.7 汽轮机低压缸喷水冷却系统

汽轮机低压缸配有排汽喷水冷却系统。为防止末级叶片过热,在排汽导流板出口下部装有环形分段冷却水喷嘴。喷水冷却系统根据排汽温度信号、极低负荷信号或汽轮机跳闸信号将冷却水喷入排汽段,被冷却的再循环汽流由于导叶的形状关系,在末级叶片根部重新进入通流部分。正常条件下,冷却水取自凝结水泵出口,一旦正常供水中断,1台100%容量的应急直流电泵将从凝汽器热井取水并打至双联过滤器的进水段。

8.1.4 半转速汽轮机

核电汽轮发电机组转速有全转速(3000r/min或3600r/min)和半转速(1500r/min或1800r/min)两种。我国已投入营运中的核电汽轮机均为全转速机组。同火电汽轮机相比,核电汽轮机入口蒸汽参数较低,在功率相同的情况下,核电汽轮机需要的蒸汽量比一般火电汽轮机大一倍左右,因此核电汽轮机需要的排汽面积大,低压缸末级叶片相应比较长或低压缸的数量较多,如图2.4-52所示。因此,汽轮发电机组转速的高低对汽轮发电机组的安全性、经济性、投资成本、设备国产化等方面都会产生不同程度的影响。随着机组容量的不断增加,半转速汽轮机已经为越来越多的核电站所采用,下面将重点从核电汽轮机的效率、安全性、投资成本等方面说明半转速汽轮机与全速汽轮机的相

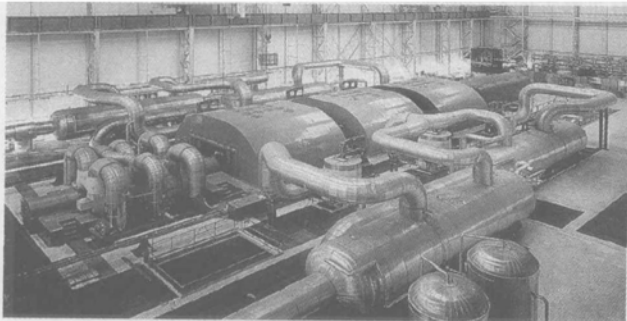


图 2.4-52 半转速汽轮机布置简图

比较具备的特点。

8.1.4.1 半转速汽轮机具有较高的效率

在机组主蒸汽入口参数(压力、温度、流量等)确定的情况下,汽轮机的效率主要取决于叶片效率、流道设计和排汽损失等方面,半转速汽轮机由于末级叶片可以做得比较长而提供较大的排汽面积,因此可以减少排汽损失、提高汽轮机的热效率。

8.1.4.2 半转速发电机具有较好的安全可靠

半转速发电机的安全性要比全转速发电机好,尤其是容量越大,其优越性越明显。这主要取决于下面几个因素。

(1) 半转速汽轮发电机的转子、护环、槽楔等部件由离心力引起的机械应力和由转子挠度引起的疲劳应力都较低,对材料的机械性能要求低,而且实际的安全系数高。

(2) 半转速汽轮发电机的定子、转子的振动特性好,汽缸稳定性好。

(3) 半转速机较全速机抗腐蚀能力强。

(4) 半转速发电机作用在定子绕组上的电动力较低,明显提高了定子绕组绝缘的可靠性。

(5) 半转速发电机定子铁芯边端区域杂散磁通较少,定子铁芯端部及其结构件上的损耗小、温度低。

(6) 半转速发电机有效部件冷却条件较好。

一般来讲,相同的功率等级,半转速汽轮机组的重量是全转速机组的1.3~1.5倍,因此半转速汽轮机的材料消耗量要比全转速汽轮机多。由于半转速汽轮机的尺寸和重量比全转速汽轮机大,给制造、运输和起吊等方面都带来一定的难度,增大了投资。

半转速汽轮机尺寸和重量的增大,在土建方面可能会要求汽机房的尺寸适当增大,汽轮发电机组基础的平面和埋深尺寸增大,汽机房屋面标高也可能会加高,使土建方面投资相应加大。

(7) 在快速启动及负荷适应性方面,半速机不及全速机。

8.2 发电机

压水堆核电站的发电机与常规火电厂发电机基本相同,发电机及其辅助系统一般由下列设备、装置和系统组成。

(1) 氢冷和水冷发电机,其定子铁芯和转子导体由氢冷却,定子导体和端子由水冷却。发电机能在氢气表压0.3~0.6MPa之间带负荷运行。

(2) 气体系统,用于安全地注入和排出冷却剂,并在运行时对冷却剂进行控制。

(3) 密封装置和密封油系统,用于保证氢气在机壳内的良好密封度。该系统允许在氢气压力为0~0.6MPa(表压)情况下运行。

(4) 定子水系统,在氢气压力为0.3~0.6MPa(表压)和规定的输出功率时,为发电机定子绕组提供足够的所需冷却水量。该系统可在氢压力和水压力之间维持恒定的压差,其数值在0.3~0.6MPa(表压)范围内。在氢气压力为0.3MPa(表压)时,允许启动运行。

(5) 励磁系统包括带有仪表滑环和电刷的旋转二极管励磁机、副励磁机、自动励磁调节器和带灭磁电阻的主励磁机磁场开关等。

(6) 测量仪表及报警装置。

(7) 轴接地系统,用于监测轴支承结构的绝缘情况。

秦山第二核电厂650MW发电机的主要技术参数见表2.4-45。

表 2.4-45 秦山第二核电厂发电机的主要技术参数

序号	项 目	单 位	规 格	数 量
1	发电机	额定容量	MVA	722.222
		额定功率	MW	650
		额定电压	kV	20
		额定转速	r/min	3000
		额定频率	Hz	50
		功率因素		0.9
		额定氢压	MPa (a)	0.5
		相数		3
		定子接法	YY	
		绝缘等级	F	
		噪声水平	dB (A)	≤90
2	发电机 氢气冷却系统	氢气额定压力	MPa	0.4
		冷氢气温度	℃	45
		氢气纯度	%	98
		额定漏氢量	m³/24h	≤11
		最大漏氢量	m³/24h	12
		机内容积	m³	110
		氢气冷却器		
		数量		2
		冷却器压降	mmH ₂ O	53.5
		冷却水量	m³/h	732.8
		冷却水进水温度	℃	38
		冷却水温升	℃	4.76
		氢气压力	MPa	0.45
		气体温升	℃	21.1
		总散热外表面积	m²	1418
3	定子绕组冷却系统	定子水泵	流量:170m³/h; 扬程:0.7MPa	2 台
		定子水冷却器	换热面积:40m²	2 台
		过滤器	流量:170m³/h	1 台
4	无刷励磁系统			1 套
5	发电机本体控制系统			1 套

岭澳核电厂 900MW 发电机的主要技术参数见表 2.4-46。

表 2.4-46 岭澳核电厂发电机主要技术参数

序号	项 目	单 位	规 格	数 量
1	发电机	额定容量	MVA	1059
		额定功率	MW	900
		额定电压	kV	26
		额定转速	r/min	3000
		额定频率	Hz	50
		相数		3
		定子接法	YY	
		绝缘等级	F	
		噪声水平	dB (A)	≤90

续表

序号	项 目	单 位	规 格	数 量
2	发电机密封油系统	交流主用油泵 (氢气侧)	离心式; 转速: 2950 r/min; 流量: 12m³/h; 扬程: 1.1MPa; 功率: 9kW(主泵); 15kW(备 用)	2 台
		交流备用油泵 (空气侧)	螺旋式; 转速: 1450 r/min; 流量: 46m³/h; 扬程: 1.3MPa; 功率: 30kW	2 台
		应急直流油泵 (氢气侧)	离心式; 转速: 3000 r/min; 流量: 12m³/h; 扬程: 1.1MPa; 功率: 15kW; 电压: 230V	1 台
		应急直流油泵 (空气侧)	螺旋式; 转速: 1500r/min; 流量: 46m³/h; 扬程: 1.3MPa; 功率: 28.5kW; 电压: 230V	1 台
		气体抽出器 (空气侧)	风叶防爆式; 功率: 2kW; 电压: 380V	2 台
		冷却器(氢气 侧)	热油温: 63℃; 冷却后 油温 45℃, 冷却面 积 9m²	2 台
		冷却器(空气 侧)	热油温: 65℃; 冷却后 油温 45℃, 冷却面 积 50m²	2 台
		过滤器(氢气 侧)		1 台
		过滤器(空气 侧)		1 台
3	定子绕组冷却系统	定子水泵	离心式; 转速: 2900r/ min; 流量: 148m³/h; 功 率: 45kW; 电压: 380V	2 台
		定子水冷却器	流量: 133.6m³/h	2 台
		加热器	功率: 102kW	
		过滤器	流量: 148m³/h	1 台
4	无刷励磁系统			1 套
5	发电机本体控制 系统			1 套

8.3 凝汽器

核电厂的凝汽器主要用来接收汽轮机低压缸的排汽、旁路排放蒸汽等。这些蒸汽被循环水冷却凝结成水, 形成并保持所要求的真空。凝汽器工作性能直接影响到整个装置的热经济性和运行可靠性。我国现有的压水堆核电站都是采用海水作为循环冷却水, 凝汽器冷却水侧的材料必须考虑海水的电化学腐蚀、海水的含盐量、污染情况、水生物的附着以及异物的进入等因素对材料的影响。

凝汽器的每个壳体由接颈、壳体、热井和水室组成。凝汽器与其支承柱刚性连接, 接颈通过橡胶膨胀节与低压缸排汽口连接。

组合式末级低压加热器一般放置在接颈内, 旁路减温减压装置则布置在接颈的侧面, 在接颈上方内侧设置了水幕喷淋保护装置。当旁路蒸汽经减温减压装置进入凝汽器时, 水幕喷淋保护装置喷水形成水幕保护低压缸。

核电厂的主凝汽器见图 2.4-53。

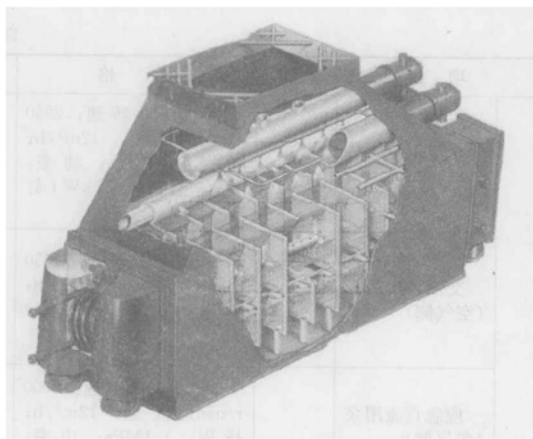


图 2.4-53 主凝汽器简图

8.3.1 900MW 核电汽轮机配备的凝汽器

900MW 核电汽轮机所采用的凝汽器型式为三壳体双进双出单流程单背压表面式凝汽器。每个壳体分为两个并联的相同结构的管束和水室。水室通过各自的带有橡胶膨胀节和进、出口隔离阀的不锈钢管独立地接到循环水进、出水管沟。

凝汽器采用刚性支承横向布置在低压缸下，通过水封橡胶膨胀节与低压缸相连，和密封水接触的表面衬有环氧树脂内衬。为保证蒸汽平滑流动、保护接头和夹具不受蒸汽冲刷，膨胀节内侧装有防涡流板套。

凝汽器颈部布置有一套 LP1/LP2 双联加热器、汽轮机旁路减温减压装置以及 2m 直径的给水泵小汽机排汽管接头。

凝汽器壳体采用碳钢制造。管板采用单钛板式复合钛板结构，管子为钛管。管束沿轴向分布布置，呈径向辐射状排列；在管组中央空间，布置另一组梯形管组，未凝结的蒸汽和不可凝结气体从梯形管组与径向管组之间的空间沿循环水流相反方向抽出。凝汽器钛管采用胀焊的方式装配到管板上。

凝汽器的主要技术参数（全部数据都是对一个壳体而言）见表 2.4-47。

表 2.4-47 900MW 核电汽轮机凝汽器主要技术参数

序号	项 目	单位	规 格	备注
1	型式		横向悬挂式	
2	管束数		2	
3	行程数		1	
4	额定冷却水入口温度	℃	23	
5	冷却水流量	m ³ /s	44	
6	额定冷却水入口温度下的凝汽器压力	MPa (绝对)	0.007 5	
7	饱和蒸汽温度与循环水出口温度之间的温差	℃	7.02	
8	凝汽水温度	℃	40.32	
9	管子的总表面积	m ²	17 208	
10	管子总数		12 800	
11	管子全长	m	16.54 或 16.52	
12	管板间管长	m	16.46	
13	凝汽区的管子尺寸（外径×壁厚）	mm	φ26×0.6（外围管 0.711）	
14	管子的连接方法		胀管法	全部数据 对一个壳体 而言
15	总质量（不包括加热器）	kg	390 000（近似值）	
16	充水后总质量	kg	570 000（近似值）	
17	长（不包括水箱）	m	16.46	
18	长（包括水箱）	m	19.12	
19	宽	m	6.10	
20	高（不含排汽导管）	m	13.44	

8.3.2 650MW 核电汽轮机配备的凝汽器

650MW 核电汽轮机采用的凝汽器为单背压、三壳体、对分单流程的表面式热交换器，用来接收汽轮机低压缸的排汽、旁路排放蒸汽和其他汽流体，这些流体被循环水冷却，余热由循环水带入海中，不凝结气体由凝汽器真空系统抽出。

凝汽器的每个壳体由接颈、壳体、热井和水室组成。凝汽器与其支撑柱刚性连接，接颈通过橡胶膨胀节与低压缸排汽口连接。

组合式低压加热器 LP1/LP2 放置在接颈内，旁路减温减压装置布置在接颈的侧面，在接颈上方内侧设置了水幕喷淋保护装置。当旁路蒸汽经减温减压装置进入凝汽器时，水幕喷淋保护装置喷水形成水幕保护低压缸。

三个壳体结构的汽侧和热井间分别设有连通管，以平衡壳体间的压力。冷却管为钛管。

650MW 核电汽轮机采用的凝汽器的主要技术参数见表 2.4-48。

表 2.4-48 650MW 核电汽轮机采用的凝汽器主要技术参数

序号	项 目	单位	规 格
1	冷却面积	m ²	35 400
2	总热负荷	kW	1 230 475
3	每台凝汽器设计循环水量	m ³ /s	41 900
4	凝结水出口含氧量	ppb	≤12
5	凝汽器设计背压	MPa(a)	0.054
6	凝汽器长度	mm	18 070
7	凝汽器宽度	mm	7660/25 906
8	凝汽器高度	mm	14 030
9	循环水进出口接管尺寸	mm	DN1800
10	凝结水出口管尺寸	mm	DN600
11	凝汽器汽侧进口最高允许温度	℃	80
12	管内平均循环水流速	m/s	2.3
13	循环水温升	℃	8.66
14	凝汽器热井容量	m ³	88

8.4 汽水分离再热器

8.4.1 概述

从核岛蒸汽发生器来的主蒸汽在汽轮机高压缸中逐级膨胀做功，蒸汽的压力和温度也随之降低，离开高压缸末级叶片的排汽湿度高达 14.3%。这样的蒸汽若引入低压缸，将对低压缸叶片产生刷蚀，同时也增加湿汽损失。为了改善低压缸的工作条件，在汽轮机运行层、低压缸的两侧，应各布置一台汽水分离再热器。高压缸的排汽进入汽水分离再热器后，首先经过分离段，将其中 98% 的水分分离出来，然后经过第一、二级再热器分别用抽汽和新蒸汽进行再热。在每个汽水分离再热器内再热后的蒸汽，由三根热段再热管道分别输送到三台低压缸。每根管道与低压缸进口相接。每根管道上设置一个低压截止阀和一个低压调节阀。

再热热源有两部分：一是新蒸汽，从主蒸汽联箱来，进入第二级再热器。另一部分是抽汽，来自高压缸的第一级抽汽，进入第一级再热器。抽汽管路上设置有除湿器、止回阀及隔离阀。

为了使凝结水从汽水分离再热器中及时排出,保证装置的有效和安全运行,每台汽水分离再热器设置三个独立的疏水系统,即分离段疏水系统、抽汽再热器疏水系统和新蒸汽再热器疏水系统。

卸压系统为汽水分离再热器提供了可能因极端故障条件引起的过压保护。它由一个先导阀操纵的卸压阀和八个爆破盘组成,它们能分别排除反应堆全流量的10%和100%。为了减少排汽管道及尽量减少对其他设备的干扰,卸压系统的所有安全装置都安装在其中一个汽水分离再热器壳体上,八个爆破盘装在壳体上,与水平约成45°夹角,其排汽管道以水平方向穿过汽机厂房,卸压阀装在壳体的顶部,其排汽管以同一方向穿过汽机厂房的侧墙,参见图2.4-54。

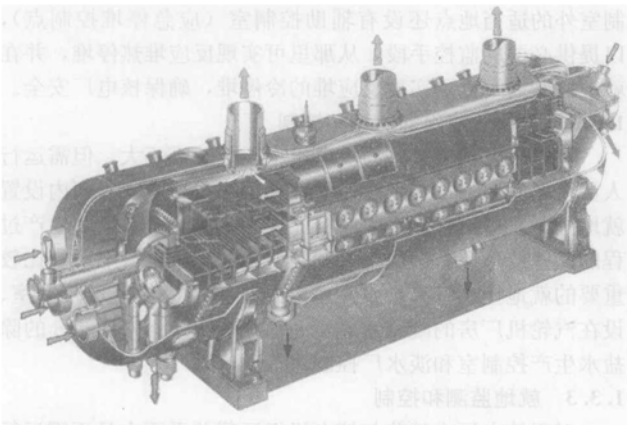


图 2.4-54 汽水分离再热器简图

8.4.2 壳体

汽水分离再热器的壳体是一个碳钢的圆柱形构件,由八段30mm厚的环形段和两个35mm厚的蝶形封头组成。除后部的蝶形封头外,壳体的内表面均用不锈钢覆板保护,以防冲刷。

汽水分离再热器装在两个制成整体的鞍形支承构件上。前支承座锚固在基础上,后支承座可沿纵向自由移动。两个支座均由中央定位销进行横向约束。

汽水分离再热器内抽汽管束联箱上的供汽管、放汽管、平衡管和疏水管的连接管道,通过热套管或通过膨胀节穿过壳体。

每台汽水分离再热器均配备GCA系统装置接来的保养接管,当装置长期停运时,可使干空气流经汽水分离再热器进行循环。

8.4.3 支承架

支承架起框架的作用,用抗振约束管固定焊在壳体内侧

的托架上。支承架既作为焊接分离器32个子组件的框架,又作为管束和蒸汽护罩的支承件。

支承架包括一系列由侧板和分离器子组件加强的、承受竖向载荷的构件。角钢组成的纵向水槽提高了支承架中间段的刚度,同时作为管束装卸时的导向构件,使管束能顺利地插入支承架中,并在运行期间使管束能在支承架中沿纵向膨胀。

支承架的蒸汽入口段的不锈钢罩板起双重作用。它既保护支承架的端板和抽汽管束联箱,使其免受冲刷,同时还改善了蒸汽进入壳体的流动状态。

为了把周围的冷蒸汽与已经再热的蒸汽分开,在支承架的上法兰上焊有一个半圆筒形的护罩。为了防止护罩的热变形,并减少热损失,设有一个同心的内衬层(或称为热屏)。

8.4.4 汽水分离器

汽水分离器元件由一系列加工成波纹状的薄板组成,这些波纹板用固定杆固定于两块平的端板之间。多排的元件构成一个栅板,直接焊在内支承架上。每台汽水分离器由多个栅板组成一个“V”字形布置。

高压缸的排汽通过过冷再热管与两台汽水分离再热器的蝶形封头直接相连。进入每台汽水分离器的高压缸排汽,再由壳体和支承架构成的环腔内,沿容器以水平的路径,穿过流量分配板和分离栅板,在那里除去98%的水分。

流量分配板设在分离器的入口处,以适当的布局钻孔,以保证在分离器的入口处流量分配合理,流速均匀。

分离出的水聚集在分离器元件的管壁上,并在重力作用下通过水槽和下降管排入分离器的疏水槽。疏水槽沿支承架的底部布置,最底层的元件直接向疏水槽疏水。每块分离器栅板有一条独立的通道。

8.4.5 蒸汽再热器管束

经分离器分离后的较干燥的蒸汽先后流经第一级(抽汽)再热器和第二级(新蒸汽)再热器,这两级再热器有相似的结构,每级包括一个蒸汽联箱、一个管板及一个由铁素体不锈钢“U”形传热管构成的管束。

第一级再热器的半球形联箱焊有供汽接管、放汽接管、平衡接管和疏水接管,并与管板相接。与联箱相连的放汽接管、平衡接管和疏水接管,在贯穿壳体处装有膨胀波纹管。

第二级再热器有一个预制的碳钢联箱与管板相接。该联箱由带半球形封头的圆筒制成,并从汽水分离再热器的后部封头伸出。这样就可以通过半球形封头处的出入孔直接进入新蒸汽联箱。半球形封头上还焊有供汽、放汽、平衡及疏水的接管。

第5章 核电厂的控制、仪表和电气

1 核电厂的仪表与控制

1.1 仪表和控制系统的功能

核电厂仪表和控制系统包括核岛 (NI)、常规岛 (CI) 及电厂辅助设施 (BOP) 等部分的仪表和控制系统。

核电厂仪表和控制系统构成电厂人/机系统中的接口：仪表和控制系统负责对核电厂的参数、工艺系统及设备的状态监测与控制；辅助操纵员主要对工艺过程进行监督、操作和管理。仪表和控制系统是核电厂安全、可靠和经济运行的重要保证，其主要功能包括：

(1) 在正常运行、预计运行事件和事故工况下，监测核电厂参数和各系统的运行状态，为操纵员安全有效地操纵核电厂提供必要信息。

(2) 通过自动化设备的自动控制或操纵员手动控制，将工艺系统或设备的运行参数维持在运行工况规定的限值内。

(3) 在异常工况和事故工况下，触发保护动作，保护人员、反应堆和系统设备的安全，避免环境受到放射性污染。

(4) 为操纵员提供事故后实施操作的监控手段，从而能将核电厂导致并保持在安全状态。

1.2 核电厂的控制特性

(1) 核电厂按基本负荷运行，不考虑跟随负荷运行或调频调峰运行，但具有一定的按日负荷循环运行的能力，能在燃料循环的大部分时间内实现“12—3—6—3”日负荷循环运行。秦山二期 60 万 kW 核电厂采用了这种运行方式。随着核电在电网中比例的增大，对核电厂运行的机动性提出了更高的要求，岭澳和大亚湾百万级核电厂采用了 Mode G 运行方式的设计，使负荷速率快速提升，并具有参与电网调频的能力。

(2) 在 15%~100% 额定功率范围内，反应堆功率控制系统投入自动，核电厂负荷控制按“堆跟机”方式工作，维持稳定、持续运行。控制系统能承受±10% 额定功率的阶跃负荷变化或 5% 额定功率/分的线性负荷变化，不会引起反应堆紧急停堆、蒸汽排放或稳压器卸压等情况。在 15% 额定功率以下，反应堆功率一般采用手动控制，汽轮机控制按“机跟堆”方式工作。

(3) 当汽轮发电机部分或全部甩负荷时，通过蒸汽旁路控制系统动作，不会引起反应堆紧急停堆、蒸汽排放或稳压器卸压。甩负荷时，控制系统按“机跟堆”方式工作，允许汽轮发电机组在一定时间内带厂用电负荷运行。

(4) 在反应堆功率小于 40% 额定功率运行时，汽轮机脱扣不会引起反应堆紧急停堆；在反应堆功率大于 40% 额定功率运行时，只要凝汽器可用，蒸汽旁通排入凝汽器，汽轮机脱扣可不致引起反应堆紧急停堆。

1.3 核电厂的监测和控制方式

1.3.1 集中的监测和控制

为便于运行人员对生产过程进行监督、控制和事故处

理，整个核电厂，包括核岛、常规岛和部分电厂辅助设施 (BOP) 均采用集中的监测和控制。在核电厂设置主控制室，汇集供操纵员监控核电厂所需的各种控制和监测设备，从主控制室可实现电厂的启动、停闭、正常运行和异常工况及事故处理。在主控制室由于某种原因不可用的情况下，在主控制室外的适当地点还设有辅助控制室 (应急停堆控制点)，以提供必要的监控手段，从那里可实现反应堆热停堆，并在就地控制的配合下实现反应堆的冷停堆，确保核电厂安全。

1.3.2 分散、成组的监测和控制

对于核电厂中某些与核电机组运行关系不大，但需运行人员在场监控的重要生产过程，一般在专用电气房间内设置就地控制室进行就地集中监控。在必要情况下，这些生产过程的某些信息还需送往主控制室显示或记录。核电厂中比较重要的就地控制室有：设在辅助厂房内的废物处理控制室、设在汽轮机厂房的凝结水精处理控制室以及 BOP 部分的除盐水生产控制室和淡水厂控制室等。

1.3.3 就地监测和控制

对于核电厂中某些与核电机组运行关系不大且不需运行人员经常监控的系统或设备，在核电机组停闭时使用的系统或设备以及偶尔使用的系统和设备一般采用就地监测和控制。监控设备就地设置在相关机电设备附近，从控制台或机柜直接进行监测和操作。如装卸料机、燃料转运装置、人员闸门、电厂污水系统等。

1.4 操纵员干预核电厂运行的程度

1.4.1 核电厂的启动

在反应堆由冷态到 15% 额定功率的启动过程中，涉及的操作数量繁多，允许进行操作的时间较长，这些操作通常采用手动控制。操纵员通常控制的是一个单独的设备或是对某一工艺系统的多台设备按一定规律进行成组操作或程序控制。为了避免误操作而损坏设备，通常设置参数连锁或操作连锁。当功率超过 15% 额定功率时，可投入自动控制。

1.4.2 稳态运行

在反应堆功率大于 15% 额定功率时，可由操纵员设置功率定值，由汽轮机的负荷控制器将输出电功率自动维持在功率定值上。反应堆功率控制系统自动调节反应堆功率以满足电网对负荷的要求，并维持反应堆的稳态运行参数。在稳态运行期间，操纵员通过主控制室内的仪表显示、报警指示和操作控制器来管理电厂的运行。操纵员在履行其职责时得到自动化设备的支持。这些自动化设备在一定程度上减轻了操纵员过重的工作负担。

1.4.3 正常停堆

停堆过程是指反应堆从某个功率降至热停堆状态以及由热停堆状态转换到冷停堆状态。正常停堆通常由操纵员手动操作来完成。

1.4.4 事故停堆

事故情况下，一般由保护系统动作，触发反应堆紧急停堆，使反应堆功率降到热停堆状态。在某些事故中还将触发专设安全设施动作，以限制事故的后果。在反应堆安全仪表

和控制系统内,在发生事故后 10min 内所要求的全部动作完全是自动的,操纵员可不加干预。

1.4.5 事故后运行

事故后操纵员须按照相应事故规程进行监督和操作,将核电厂导致并保持在安全状态。

2 核蒸汽供应系统的控制

2.1 控制系统

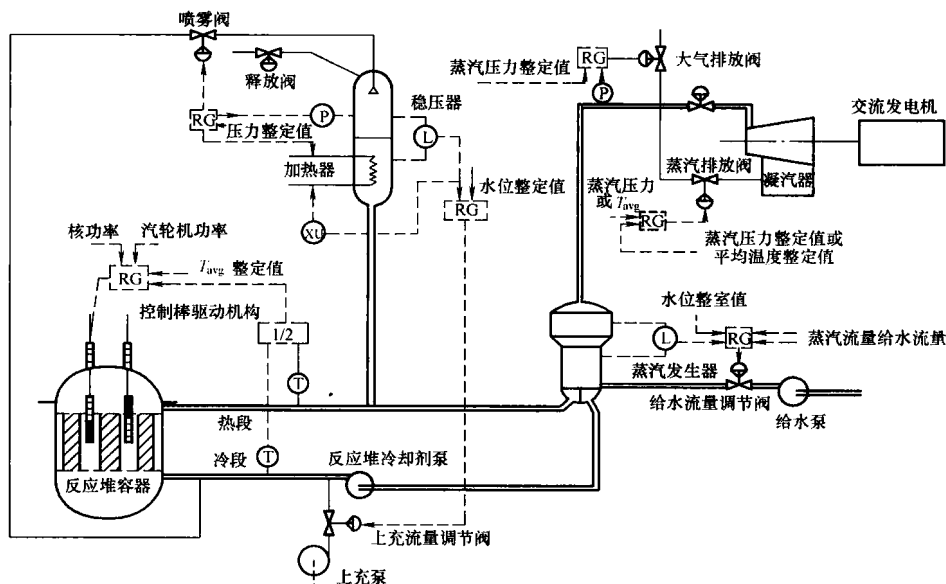


图 2.5-1 核蒸汽供应系统控制总原理图

RG—调节器; T—温度传感器; L—水位传感器; XU—阈值比较器; T_{avg} —平均温度

2.1.2 控制系统应满足的要求

2.1.2.1 电网要求

(1) 电网频率控制。良好的电网频率和电压对于用电设备是重要的,特别是对电动机,因为电动机对电压和频率的波动非常敏感。原则上,电压控制不影响电厂功率的输出。因为,电压可通过改变各个电网相互连接的电压比,或通过控制无功功率得到保证。

电网频率变化的主要原因是由于产生的功率与负荷需求不一致。特别是紧随着异常发电工况,例如减少一个正在发电的电厂,频率便很快发生变化。

秦山第二核电厂按 Mode-A 方式(详见本章 2.2 节)运行,即以基本负荷为主,并满足日负荷循环的要求,即 12—3—6—3 工作制[即在 100% 额定功率(FP)下运行 12h,用 3h 从 100%FP 降功率至 50%FP,在 50%FP 运行 6h,然后又用 3h 从 50%FP 升功率至 100%FP]。因此,秦山第二核电厂不考虑频率控制,仅考虑某些由于电网事故引起的瞬态。

百万千瓦级(1000MW)核电厂,如大亚湾核电厂和岭澳核电厂采用的是 Mode-G 方式运行,并将频率控制引入反应堆功率调节(详见本章 2.2 节)。随着核电在电网中的比例越来越大,核电厂将不可避免地参与电网的调峰调频,新建的核电厂,如岭澳二期也将采用 Mode-G 方式。

(2) 厂用负荷运行。厂用负荷运行是指机组从正常供电电网突然断开(断路器断开),机组运行切换到厂用负荷状态,并通过辅助变压器继续给电厂辅助负荷供电。

向厂用负荷切换可以由操纵员手动进行(例如在检测到

2.1.1 控制系统的功能

核蒸汽供应系统的控制主要具备以下功能:在稳态运行期间,保持主要运行参数与设计确定的最佳值尽可能得靠近;保证电网要求的运行灵活性,并使核蒸汽供应控制系统能适应一定的运行瞬态;在运行瞬态或设备故障之后,保持电站主要参数在正常的运行范围内,以尽量减少反应堆保护系统不必要的动作。

核蒸汽供应系统的控制总原理见图 2.5-1。

异常电网工况或试验期间),也可在导致反应堆冷却剂泵低速的频率和电压波动时自动进行。当快速关闭汽轮机进气阀时,在辅助设备端将伴有频率波动(如发生电网故障,还有电压变化)。

核蒸汽供应控制系统的设计必须能使向凝汽器的蒸汽排放量替代汽轮机的正常蒸汽流量,并直到控制棒将反应堆功率带回到反应堆最终功率设定值。

(3) 电网故障消除。如果电网故障在由于反应堆冷却剂泵低速而切换到厂用负荷之前就已消除(由于反应堆冷却剂的惯性,在泵断电 0.9s 之后,才能达到泵低速整定值),则核蒸汽供应控制系统必须能够迅速回到出现故障之前的运行工况,即汽轮机进气阀打开,旁通阀关闭,辅助设备端的电压和频率达额定值。

(4) 电厂功率控制。核电厂功率控制有以下两种基本方法。

1) 机组功率定值在反应堆侧给出。根据预定的准则,先设置好反应堆功率水平。将反应堆产生的功率全部或部分传输给汽轮发电机组,其余部分经过主蒸汽旁路系统排放。汽轮发电机组跟随这个定值调整系统的主要状态参数向电网供电。这种控制方式在启动、正常停闭以及某些特定工况下应用。

2) 机组功率定值在汽轮机侧给出。这就是通常所称的堆跟机模式。电网功率需求使汽轮机控制系统直接改变蒸汽流量,而反应堆则通过它的控制系统对功率变化做出响应,使反应堆功率跟随汽轮机的功率变化。

电厂基本负荷运行、日负荷循环以及负荷跟踪运行时即采用这种控制方法。

2.1.2.2 核蒸汽供应系统运行工况要求

功率阶跃或准阶跃变化通常是由电网事故引起的,而功率线性变化则是由操纵员的操作或控制系统的控制作用(例如由核蒸汽供应控制系统产生的降负荷信号)完成的。电厂机组功率改变由以下几种运行工况实现。

(1) 稳态运行。根据规定,在稳定工况下,将汽轮机与电网连接,所有控制器都工作于自动方式,在 15%~100% FP 负荷范围内核蒸汽供应控制系统必须能够稳定运行,同时不会引起向凝汽器排放蒸汽。在手动控制时,从 0~100%额定功率的所有各种负荷下,核蒸汽供应控制系统必须能够稳定运行。

蒸汽发生器和稳压器的水位控制、稳压器的压力控制在 15%额定功率以下应能自动控制。

(2) 瞬态运行。在自动工作方式时(即 15%~100%额定功率),核蒸汽供应系统按规定,必须能够保证在下述正常运行瞬态下不会引起反应堆冷却剂(或二回路)的安全阀或泄压阀打开。

1) 蒸汽不向凝汽器排放。在 15%~100%FP 范围内,阶跃负荷变化为 $\pm 10\%$ FP 和在同样额定功率范围内,线性变化率为 $\pm 5\%$ FP/min 的正常运行瞬态下,蒸汽不向凝汽器排放,而安全阀或泄压阀不打开。

2) 蒸汽排放到凝汽器。从 100%FP 甩掉全部电网负荷,而蒸汽排放到凝汽器,反应堆冷却剂的安全阀或泄压阀不打开。

2.1.3 控制系统应控制的变量

如上所述,根据电网约束条件和运行工况对核蒸汽供应控制系统的要求,选取下列变量作为核蒸汽供应控制系统的被控变量。

(1) 反应堆冷却剂温度。反应堆冷却剂温度必须能够跟随二回路系统输出功率的变化按程序进行调整,在小的变化瞬态,它可单靠调节棒升降达到。而在大变化的瞬态或很低负荷工况时,它同时还依靠向凝汽器排放蒸汽达到。

(2) 反应堆冷却剂压力。在压水堆中,燃料与冷却剂之间的热传递是发生在液相环境下的。因而,冷却剂压力必须保持在堆内热管道出口产生体积沸腾的压力之上,同时也不超过反应堆冷却剂系统设计压力(以避免损坏系统部件的风险)。反应堆冷却剂压力控制在一个定值,大约在 15.5MPa 附近。

(3) 稳压器水位。在正常运行期间,由于化学、容积控制系统的注入、排出和压力调节,使得冷却剂总量有微小波动,包括硼浓度在内的冷却剂的水化学特性也发生变化。稳压器水位控制系统应尽可能保持反应堆冷却剂水的总量一定。

(4) 蒸汽发生器水位。蒸汽发生器水位控制系统必须控制蒸汽发生器水总量和蒸汽发生器水位,以保证从反应堆冷却剂侧到二次侧系统具有良好的传热性且蒸汽干燥设备满意运行。

(5) 蒸汽压力。当反应堆在功率水平运行时,不进行蒸汽压力控制。其理由是:具有自然循环特性的蒸汽发生器,其核蒸汽供应控制系统控制的蒸汽压力是其温度下的饱和压力,所以没有必要(实际上也不可能)在同一时间同时调整这两个变量。

蒸汽压力与负荷的关系允许二次侧回路在瞬态超压下不会引起泄压阀或安全阀动作。在大的甩负荷期间,蒸汽向凝汽器排放。在凝汽器部分或全部失效时,蒸汽向大气排放。蒸汽压力必须在很低的负荷下才进行压力调整,因为大气排放系统的整定值与运行值之间只有很窄的裕度。

2.1.4 控制系统的组成

根据选取的被控变量,压水堆核蒸汽供应系统的控制系统由以下子系统组成:

- (1) 反应堆功率调节系统。
- (2) 稳压器压力控制系统。
- (3) 稳压器水位控制系统。
- (4) 蒸汽发生器水位控制系统。
- (5) 蒸汽排放控制系统。

2.1.5 控制系统的设计准则

反应堆控制系统属于非安全级系统。在设计中应遵守的准则和标准有:

HAD 102/14 核电厂安全有关仪表和控制系统

RCC-P 法国 900MW PWR 核电站系统设计和建造规则

RCC-E 法国 压水堆核电站核岛电气设备设计和建造规则

2.2 反应堆功率调节系统

2.2.1 系统功能

压水堆核电厂反应堆功率调节系统的功能是充分利用压水堆良好的自稳自调特性,使反应堆功率自动跟踪汽轮机负荷的变化,并保持机组的主要状态参数在规定的安全限值内。

2.2.2 对象特性

(1) 汽轮机负荷的变化,将导致堆芯反应性的变化。

1) 慢化剂及燃料的温度效应。在慢化剂或燃料降温时,反应性增加;在慢化剂或燃料升温时,反应性减小。这种效应(负温度效应)也叫做功率缺陷。

2) 氙效应。堆芯内的核反应产生大量的裂变产物,包括吸收中子能力强的氙气体。反应堆功率水平的改变将导致氙含量的较大变化。这样的后果将是堆芯反应性平衡的改变(总体氙效应)和与时间相关的空间氙分布的扰动(氙振荡)。

(2) 以上两种效应,将改变堆芯功率、温度及分布的变化,因此应对以下反应堆参数实施控制:

1) 代表堆芯运行状态的功率和温度。

2) 轴向功率偏差。

(3) 可以采用的控制手段有以下两种:

1) 利用控制棒组件(RCCAs)吸收中子,可以快速地增加或减小反应性,同时也会导致中子注量率分布的改变。

2) 利用溶解的硼改变堆芯反应性。这种方法不会影响中子注量率分布,但作用慢且会产生大量的含硼水,需要以后对硼水进行处理。

反应堆功率调节系统就是控制控制棒组件的调节系统;硼浓度的控制在其他章节中描述。不同核电厂对硼溶液和控制棒组件的使用是有区别的,主要有以下 3 种控制模式。

a. Mode A。Mode A 控制模式即控制棒组控制冷却剂平均温度和功率轴向偏移,硼浓度控制功率缺陷。该模式已应用于秦山第二核电厂的核电机组中。控制棒内装有强吸收中子材料,可根据反应堆冷却剂平均温度改变控制棒组件在堆芯中的位置。在工作中,应按照给定的顺序插入堆芯,并按照相反的顺序抽出堆芯。在插入和抽出期间,应保证一定的重叠。

操纵员通过升降控制棒(束)组件控制轴向功率偏移,并保证该偏移在给定值的 $\pm 5\%$ 以内。功率缺陷主要通过改变硼溶液浓度来控制。由于充硼或稀释硼的作用较缓慢,故限制了反应堆功率对负荷变化的响应时间。并且,在 Mode A 方式运行中,需要处理大量的含硼水。

b. Mode G. Mode G 控制模式即 R 棒组闭环控制冷却剂平均温度, 补偿棒组调节功率, 硼浓度用于改变棒位。为使核电机组能够完全参与电网频率控制和负荷跟踪运行, 在 20 世纪 70 年代后期开发了这种称为“Mode G”的新型控制模式。这一控制模式现已应用于大亚湾核电厂和岭澳核电厂百万千瓦级核电机组。这种控制模式由以下两个控制通道共同作用。

反应堆冷却剂温度控制通道采用一组温度控制棒组 (R 棒组) 来执行反应堆冷却剂平均温度的闭环控制。

功率调节通道采用 4 组功率补偿棒组 (G1、G2、N1 和 N2), 其中子吸收能力弱于 R 棒组, 俗称灰棒组。R 棒组俗称“黑棒组”, 可通过自动到达一定的位置来实现功率调节。这种预期棒位是汽轮机功率需求量的函数。

在 Mode G 方式运行中, 操纵员通过调整硼浓度, 使温度控制棒束自动插入或抽出堆芯, 使这组棒与其他四组功率补偿棒产生适度的重叠, 以提供必要的轴向功率偏移控制。

c. Mode X. Mode X 控制模式即燃耗和氙效应由硼控制, 其余均由控制棒自动调节。因为一个小的轴向功率偏移扰动, 即使很小也会导致氙振荡。而最有效的控制方法则是将轴向功率偏差的测量引入控制系统, 以实现自动控制并对该参数实施连续监测。正如对反应堆冷却剂温度一样。

在 Mode X 运行方式中, 功率缺陷和轴向功率偏差都由控制棒组件自动进行调节, 而充硼和稀释硼则仅仅用来补偿燃料的燃耗和氙效应。换句话说, 充硼和稀释硼仅仅用来控制反应性的缓慢变化。Mode X 主要在法国 N4 系列核电机组上采用, 国内目前还没有采用, 本节不再详述。

2.2.3 系统描述

在 G 模式运行时, 反应堆功率控制通过调节功率补偿棒组 (灰棒组 G1、G2、N1 和 N2) 来实现, 冷却剂平均温度的控制通过调节温度控制棒组 (R 棒组) 来实现。

灰棒组用于补偿与功率变化相联系的反应性变化。在一定燃耗下, 每个功率水平对应有一个棒位整定值。功率水平与灰棒组棒位之间的关系由有效标定曲线给出, 调节灰棒组进行功率控制的目标就是使测量的灰棒位置与曲线给出的对应于一定功率水平的棒位整定值一致。灰棒在整个功率范围内都能自动调节。

反应堆冷却剂平均温度通过调节 R 棒组在堆芯的位置来控制。它使一回路冷却剂平均温度最终达到稳态控制方案中要求的温度整定值, 偏差在一定的范围内。对 R 棒组的控制包括自动控制和手动控制。自动控制范围为 15%~100% 额定功率, 手动控制可在全功率范围内进行。

在 A 模式运行时, 所有棒组 (分为 A、B、C、D 4 组) 都用于调节反应堆冷却剂平均温度。

以下分两部分分别介绍反应堆功率控制通道 (只适用于 G 模式) 和反应堆冷却剂平均温度控制通道 (适用于 G 模式和 A 模式)。

2.2.3.1 调节灰棒组的反应堆功率控制通道

调节灰棒组的反应堆功率控制通道原理见图 2.5-2。压水堆 (PWR) 核电厂运行在堆跟机 (汽轮机) 模式时, 控制灰棒组接收的信号必须能代表汽轮机的实际输出, 即依赖于汽轮机的控制方式。现以大亚湾核电厂采用的 ALSTONE 公司汽轮机组为例, 介绍由汽轮机系统提供信号控制灰棒组的具体情况。

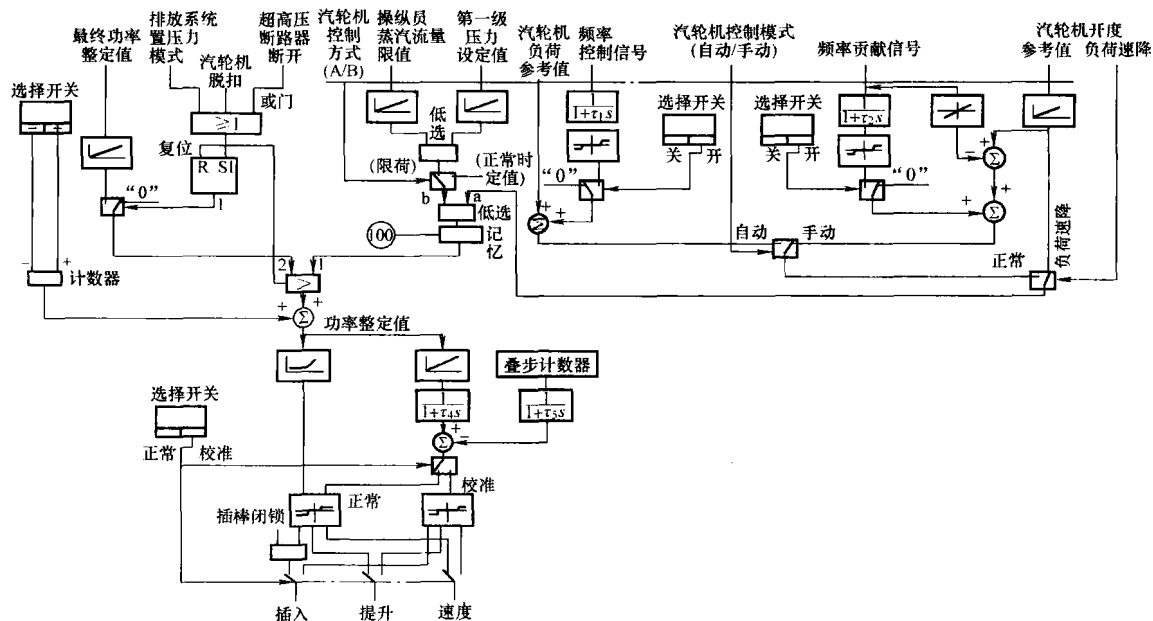


图 2.5-2 调节灰棒组的反应堆功率控制通道原理

(1) 当汽轮机旁路系统关闭时, 灰棒控制程序使用汽轮机控制系统提供的 6 个模拟信号, 即汽轮机负荷参考值、汽轮机开度参考值、一级压力设定值、操纵员蒸汽流量限值、频率控制信号和频率贡献信号。

4 个由汽轮机控制系统提供的逻辑信号用于选择灰棒控制的模拟信号。这 4 个逻辑信号代表的状态为:

1) 汽轮机控制处于自动模式时使用的汽轮机负荷参考值 (反应堆控制和汽轮机控制均使用该信号)。

2) 汽轮机控制方式 (A/B), 如果是 B 控制方式, 汽轮机以负荷限制方式运行, 代表一级压力设定值和操纵员蒸汽流量限值中的低值。

3) 汽轮机负荷以 200%/min (汽轮机快速降负荷所要求的) 或 5%/min (反应堆功率速降所要求的) 的速率下降时, 代表汽轮机负荷的汽轮机开度参考值。

4) 代表在厂用负荷下运行的超高压断路器断开, 在这种情况下, 反应堆功率不由汽机功率控制, 而由最终功率整

定值控制。

频率控制信号和频率贡献信号分别输入到反应堆功率控制系统和汽轮机控制系统。频率控制信号用于自动控制模式，频率贡献信号用于手动模式。当处于负荷限制运行状态时，两个信号都不采用。

(2) 在汽轮机旁路系统投入时，则使用另一个模拟信号（最终功率整定值）。最终，功率整定值按如下方式产生。

设置一个 P_1 定值（大约 30% 额定功率）。当切换到厂用负荷（断路器打开）或汽轮机脱扣（有 C8 信号）运行时，而当时负荷又大于 P_1 时，则核蒸汽供应控制系统的功率下降到 P_1 所规定的水平。在负荷低于 P_1 且切换到厂用电负荷或汽轮机脱扣运行时，核蒸汽供应控制系统的功率保持在当时的功率水平（记忆在控制系统中）。因此，最终功率整定值与运行工况转换前的功率水平有关，它不是 P_1 值（大约 30% 额定功率），就是当时的反应堆功率水平。当汽轮机负荷水平恢复到大于最终功率整定值时，系统复位，反应堆功率又恢复到跟踪汽轮机负荷运行。

储存在控制系统中的功率补偿棒组控制信号由信号 100 提取。信号 100 既可由主控室的手动开关产生，也可由来自反应堆保护系统的 C22 信号自动产生。

为了避免灰棒的频繁动作，频率控制信号受函数发生器的死区限制。灰棒控制没有补偿的频率控制部分，可以由 R 棒组（温度控制）以更强的阻尼方式（由于蒸汽发生器的惯性）将其抵消。

(3) 棒位。是指来自汽轮机控制系统代表汽轮机负荷的信号和代表负荷设定值的最终功率整定值信号中的大者，可由产生灰棒校准曲线的函数发生器转换成棒位设定值（校准值随燃耗变化）。

在进行灰棒控制时，如果对校准曲线给出的棒位希望有一个暂时变化，借助控制室的选择开关，可以将改正值加在位置设定值的函数发生器之前。这个改正值可调，但不能小于 0，以防止棒束过分下插。

位置设定值经时间常数为 τ_4 的滤波器滤波，滤波信号与由叠步计数器和滤波时间常数为 τ_5 的滤波器提供的棒位测量信号比较。比较结果代表棒位误差。

(4) 棒速。手动选择开关用来选择适当的棒速程序（正常程序或校准程序）。正常棒速程序有可变死区、回环和增益。由两个直线段组成的函数发生器，根据功率的函数来调节死区宽度。棒速程序输出一个速度信号和两个逻辑信号（一个为提升，一个为下插）。

提供了一个“禁止插棒”的信号，该信号只有在 R 棒组提升信号不大的时候才允许取消。当反应堆冷却剂平均温度控制系统检测到过冷危险时，该逻辑阻止灰棒组下插。在平均温度控制要求 R 棒组快速提升时暂时闭锁灰棒组，显著地改善了厂用负荷运行工况下核蒸汽供应系统的响应特性。该信号使灰棒组只有在温度返回到正常值后才允许插入。

灰棒组（G1、G2、N1 和 N2）重叠插入堆芯的深度是需求功率水平的函数。在满功率下，所用棒组都提出。

2.2.3.2 反应堆冷却剂平均温度控制通道

反应堆冷却剂平均温度控制通道原理如图 2.5-3 所示。

控制反应堆冷却剂平均温度首先要选择稳态运行程序，因为只要冷却剂平均温度保持非常接近于稳态运行程序中规定的设定值，就可以通过调节汽轮机进气阀开度来提供所需的负荷。正是这个原因，A 模式只控制反应堆冷却剂平均温度。

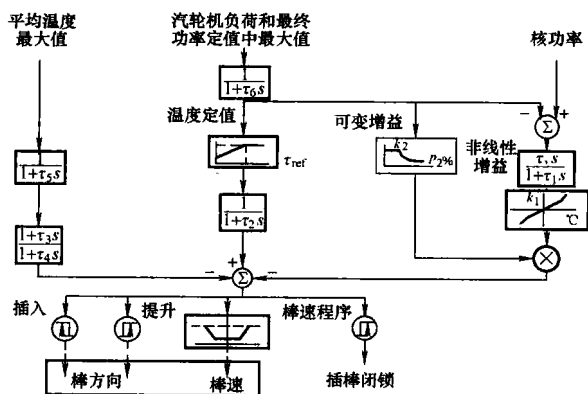


图 2.5-3 反应堆冷却剂平均温度控制通道原理

对于具有 U 形管蒸汽发生器的压水堆核蒸汽供应控制系统，可以有两种不同的反应堆冷却剂平均温度对负荷的稳态运行程序。

第一种程序是保持反应堆冷却剂平均温度不变。它具有两个优点：即控制棒的动作和稳压器的尺寸都最小。在这种方式下，控制棒只需补偿燃料的多普勒效应的反应性改变，反应堆冷却剂的容积变化最小。然而，当反应堆冷却剂温度不变时，负荷的变化将导致二回路蒸汽压力的巨大变化。实际上，经过蒸汽发生器传输的功率，近似正比于反应堆冷却剂平均温度与蒸汽压力的饱和温度的差值。这就是为什么满功率运行时蒸汽压力最低。因此，需要加大汽轮机和蒸汽系统。

第二种程序是允许反应堆冷却剂平均温度随负荷增加。在这种控制模式下，反应堆冷却剂温度大范围变化，故需要加大稳压器。同时，将对整个反应堆冷却剂系统及燃料产生有害影响（热应力）。极端情况是保持蒸汽压力不变。按这个方法，汽轮机的尺寸可以缩小。

一般压水堆核电厂都选择一个折中方案，即反应堆冷却剂平均温度是汽轮机负荷的线性上升函数。

反应堆冷却剂平均温度（ T_{avg} ）的参考值是从汽轮机压力和反应堆功率整定值两个信号高选出来的。

当负荷从 0 升至 100% 额定功率时，参考温度 T_{ref} 由 290.8℃（秦山第二核电厂值，大亚湾核电厂为 291.4℃）升至 310℃（见图 2.5-4）。在这些条件下，当汽轮机负荷从 0 升至 100% 额定功率时，二回路蒸汽压力从 7.6MPa 下降到 6.8MPa 附近（最后数值与蒸汽发生器的清洁度有轻微的依赖关系）。

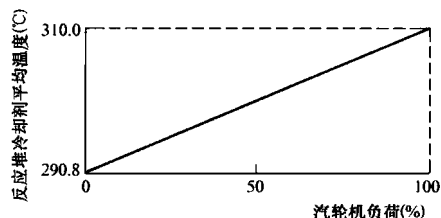


图 2.5-4 反应堆冷却剂平均温度与负荷的线性关系

反应堆冷却剂平均温度对于反应性改变的响应是很慢的。在瞬态过程中，如果仅根据 $T_{avg} - T_{ref}$ （ T_{avg} 为反应堆冷却剂最高平均温度， T_{ref} 为反应堆冷却剂的参考温度）差值的作用，而又要得到快速作用，则只能靠将此通道的增益设置很高才能做到，但过高的增益会引起控制系统的不

稳定。

因此,需要在温度通道中加入一个功率失配通道。这个通道根据反应堆功率和汽轮机负荷的偏差信号来使棒组动作。失配通道的基本功能是加快反应堆对汽轮机负荷需求的响应。失配通道的第二个功能比第一个功能重要得多,即引起一个快速的功率反馈信号,从而稳定整个控制通道。

另一方面,温度控制通道的功能则是一旦曾启动过的失配通道和蒸汽排放通道停止运行,也要把产生的 $T_{\text{ref}} - T_{\text{avg}}$ 误差信号带回到棒速程序死区以内。

时间常数 τ_1 、 τ_3 、 τ_4 应该使得这两个通道解耦,也就是说,失配通道的响应要比功率通道快得多。

最后用于棒速程序处理的误差信号,其信号是两个通道的误差信号之和,是根据以下三个输入计算得到的:

T_{ref} 为反应堆冷却剂参考温度的定值计算值(滤波);

T_i 为测量值,等于经 $F(s)$ 滤波后的 T_{avg} (“最高平均温度”);

ΔQ 为汽轮机负荷 Q_s 和核功率 Q_n 的差值经 $G(s)$ 滤波后得到的失配信号 (“功率偏差”)。

因此,误差信号为

$$\Sigma = T_{\text{ref}} - T_i + \Delta Q = T_{\text{ref}} - F(s)T_{\text{avg}} + G(s)(Q_s - Q_n) \quad (2.5-1)$$

该误差信号经过棒速程序处理后,得到控制棒速度设定值。

在稳态运行工况,核功率与汽轮机负荷并不是在任何时候都完全一致。此外,测量的不精确性也会引起 $(Q_s - Q_n)$ 不为零。

为了消除稳态运行过程中的 ΔQ ,要求传递函数 $G(s)$ 在低频时具有零增益。因此用了具有以下形式的一个高通滤波器,其传递函数为

$$G(s) = \frac{\tau_7 s}{1 + \tau_1 s} \quad (2.5-2)$$

平均温度测量值首先经传递函数为 $1/(1 + \tau_5 s)$ 的滤波器除去环境噪声。为了提高温度动态响应特性(低负荷的不稳定性,对温度变化小的梯度),此测量值还要经过一个超前一滞后环节 $(1 + \tau_3 s)/(1 + \tau_4 s)$ 处理。

实际为

$$F(s) = \frac{1 + \tau_3 s}{(1 + \tau_4 s)(1 + \tau_5 s)} \quad (2.5-3)$$

在输送到电厂二次侧蒸汽的功率 Q_s 变化的情况下,高通滤波器 $G(s)$ 使得 ΔQ 信号立即作用到控制棒上。

2.2.3.3 执行机构

功率调节系统的执行机构是控制棒组。

2.3 稳压器压力和水位控制系统

负荷的变化或堆芯反应性扰动等,都可能导致反应堆冷却剂平均温度发生变化,引起反应堆冷却剂体积发生变化,反应堆冷却剂系统压力也随之变化。如果稳压器内压力降至极限值以下,主管道热端冷却剂温度将接近饱和温度,由此可能引起冷却剂大量汽化,堆内燃料放热恶化,燃料温度升高并导致包壳破裂,甚至燃料熔化。如果反应堆冷却剂系统压力增加过大,由此可能发生设备达到疲劳极限,造成主管道破裂。所以,反应堆冷却剂系统的正常运行压力应维持在某一整定值。

在核电厂中,除稳压器本身可以起到稳定反应堆冷却剂系统压力的部分作用之外,稳压器压力控制系统是使冷却剂

压力恒定的主要设施。在稳压器中,蒸汽空间和液空间保持在平衡状态,以减小由于冷却剂的胀缩而引起的压力变化。

2.3.1 系统功能

稳压器压力控制系统的功能是使反应堆冷却剂系统在正常运行时压力保持在整定值,且在正常瞬态中不会引起反应堆紧急停堆,也不会使安全阀动作。

稳压器水位控制系统的功能是使稳压器水位维持在整定值,使反应堆冷却剂系统的水装量保持稳定,并使稳压器能完成其保持反应堆冷却剂系统所需压力的主要功能。稳压器水位过高有失去压力控制作用的危险,水位过低有可能暴露电加热器元件而被烧毁的危险。

2.3.2 对象特性

2.3.2.1 稳压器压力控制系统

在机组运行中发生的种种瞬态,将使反应堆产生的功率和蒸汽发生器使用的功率之间产生不平衡,因此,反应堆冷却剂系统的水温是变化的,这使得反应堆和环路中的水产生热胀或冷缩。于是,水将由波动管从反应堆冷却剂系统流向稳压器,或者稳压器内的水通过波动管流入环路。这种作用的结果将改变与稳压器顶部蒸汽垫层相连的水的体积,从而导致其压力的变化。

2.3.2.2 稳压器水位控制系统

反应堆冷却剂系统的水装量要保持稳定,以便在功率变化时,最大限度地减小从反应堆冷却剂系统进出的流体体积。因而稳压器水位整定值的设定,必须考虑到反应堆冷却剂系统的温度变化,该变化在恒定的质量下将导致稳压器内水流的进出。因此,水位整定值应作为反应堆冷却剂温度的函数在其变化范围内进行计算。把计算简化成恰当形式,使水位整定值由平均温度测量值和参考温度表示出来。

在反应堆功率变化时,实际水位(在恒定的下泄流量下)应保持在整定值,但允许由于计算水位整定值所用的关系式带来的误差。

实际水位和水位整定值之间的差值也可能随着上充流量或下泄流量的变化(打开下泄孔板、反应堆冷却剂泄漏量改变、启动改变上充流量的第二台上充泵等)而产生。

水位调节器通过增大或减小上充流量的整定值来对这些差值作出反应。在开启或关闭下泄孔板相对频繁的情况下,不需等待水位调节器的反应。在此情况下,上充流量整定值直接根据开启或关闭下泄孔板而引起的下泄流量变化而变化,从而最大限度地减小在上充管路中的热冲击。

2.3.3 系统描述

2.3.3.1 稳压器压力控制系统

稳压器压力控制系统的执行机构包括6组电加热器和两个喷雾阀。其中第1、2、5和第6组都为恒定式电加热器,按通—断方式控制。当压力过低或水位过高时就接通加热,尤其用于启堆期间,因为这时需要最大的加热功率。确定电加热器总功率大小的准则是使稳压器中的水在反应堆加热的第一阶段能以 $28^\circ\text{C}/\text{h}$ 的速率升温。

正常运行时,第1组、第2组已投入,喷雾阀自动开到预定位置。当压力控制系统投入时,如果调节器的输出信号变小,并足以使其他恒定式电加热器组接通,则此时喷雾阀关闭;如果调节器的输出信号变大,并足以使喷雾阀打开到比极化更多时,电加热器第1组和第2组则断开。

第3组和第4组为比例式电加热器,功率可变,并通过压力调节器进行操作。在稳态运行时,第3组和第4组用于补偿稳压器的热损失和连续喷雾造成的致冷作用。为了保证压力的控制均衡在稳态附近,这两组电加热器的额定功率应

是稳态运行时所需功率的两倍。此外，第5组和第6组分别由柴油发电机组应急供电，以应对厂外电源失电。确定这两组恒定式电加热器功率大小的准则是在厂外电源失电后约1h内能恢复稳压器压力。

稳压器压力控制系统原理如图2.5-5所示。

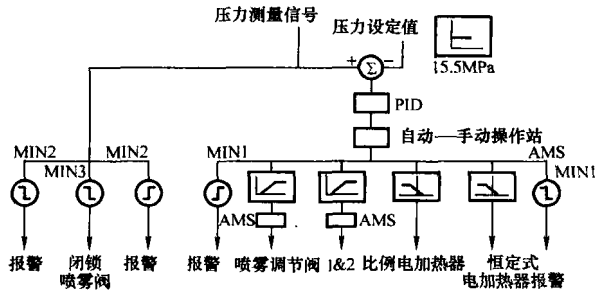


图 2.5-5 稳压器压力控制系统原理

稳压器压力测量信号中的一路用于报警和闭锁喷雾阀，另一路送至压力调节器。压力偏差信号等于所测压力 p 与压力整定值 p_{ref} 之差。该偏差信号由稳压器压力调节器（PID）处理。PID 压力调节器的输出信号控制包括：比例式电加热器（第3组和第4组）；两个喷雾调节阀；开关式（恒定式）电加热器（第1、2、5组和第6组）。压力调节器的传递函数为

$$K_{21} \left[1 + \frac{1}{\tau_{21}s} + \frac{\tau_{22}}{1 + \frac{\tau_{22}s}{\lambda}} \right] \quad (2.5-4)$$

式中： K_{21} 为比例增益； τ_{21} 为积分时间常数； τ_{22} 为微分时间常数； s 为拉普拉斯算子； λ 为常数。

当压力正常时，喷雾调节阀微微开启，保持一定的连续喷淋流量。此时，压力调节器的补偿压差输出为零，比例电加热器（第3、4组）以50%的输出功率运行，以补偿稳压器本身的热损失和连续小喷淋的致冷作用。

若稳压器压力上升，压力调节器的输出信号通过函数发生器产生一比例信号，以控制比例电加热器的输出功率。随压力调节器补偿压差输出信号的增大，比例电加热器的输出功率呈线性减小。如果压力继续上升，致使压力调节器的补偿压差输出信号达到关闭比例电加热器定值时，则比例电加热器关闭。

如果压力继续上升，致使压力调节器输出的补偿压差信号达到开始打开喷雾阀定值时，则喷雾阀打开。喷雾阀的比例开启是通过两个比例调节器实现的，可以使稳压器的汽空间的部分蒸汽凝汽，以降低压力。

如果压力从正常值开始下降，则比例电加热器的输出功率随压力调节器的输出信号减小而增大。当压力调节器输出的补偿压差信号达到接通开关式电加热器时，则接通所有的开关式电加热器。电加热器和喷雾阀按图2.5-6控制。

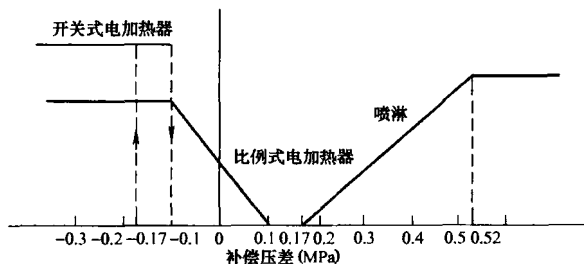


图 2.5-6 稳压器压力控制特征

稳压器压力控制系统的设计应考虑喷雾阀的极化控制。在给定条件下，正常运行时，电加热器第1组和第2组可由

操纵员接通。接着，喷雾阀将自动打开到预定位置，以补偿第1、第2组电加热器的功率，这就是喷雾阀的“极化”。

喷雾阀极化系统启动时，它使第1组和第2组电加热器立即接通，并使喷雾阀延迟开启。

要启动极化系统，必须具备所有下列条件：①稳压器压力正常；②第1组和第2组开关式电加热器处于自动；③喷雾阀手动控制站处于自动；④压力控制站处于自动；⑤稳压器水位不很低。

在以下两种情况下，该系统应投入。

第一种情况是，当通过稀释或加硼对反应堆冷却剂回路的硼浓度进行调整时，为了使稳压器和反应堆冷却剂回路中的硼浓度更快地均匀（用增加喷雾流量的方法），接通一些电加热器（如第1、第2两组）是适宜的。

第二种情况是，当汽轮机以一个较为显著的下降系数值运行时，由此导致的反应堆冷却剂温度的波动会改变波动管中流体的流向。由于在稳压器和反应堆之间存在着温差，上述现象将对波动管和稳压器底部造成热冲击。这可以用接通电加热器（两组）来避免热冲击，同时也会在波动管中产生更大的流量（从稳压器流到反应堆冷却剂系统）。

在上述两种情况下，压力调节器的输出信号单独地断开比例式电加热器（第3、第4组），并稍稍打开喷雾调节阀。

在下列任何一种情况下，该（极化）系统都会自动停运：①压力调节器输出信号低；②反应堆冷却剂回路压力低；③压力调节器输出信号高；④一组开关式电加热器处于手动；⑤一个喷雾调节阀站或压力控制站处于手动；⑥稳压器水位低一低。

2.3.3.2 稳压器水位控制系统

稳压器水位控制系统的执行机构为上充流量调节阀。

稳压器的液位用探测稳压器的汽相与液相之间的压差的方法测得。液相测压孔与一个装有压差计的仪表管相连，汽相测压孔与一个凝汽容器相连。该容器通过一个隔离容器与毛细管隔离。上充流量变送器安装在上充流量调节阀的上游。下泄流量变送器安装在再生式热交换器的下游。

稳压器水位控制系统由两个串联在一起的回路组成。主调节器（水位调节器）处理水位误差信号，并根据下泄流量计算出上充流量的整定值。第二个调节器（流量调节器）就以该整定值为基础，调节化学和容积控制系统的上充流量。控制系统的原理如图2.5-7所示。

（1）函数发生器 GF1 和 GF2。稳压器水位整定值的设定是为了保持反应堆冷却剂系统中适当的水装量，以便在功率变化时最大限度地减少由反应堆冷却剂系统排放或补给的流体体积，从而减少硼回收系统和废液处理系统的负担。

除了由于负荷变化引起反应堆冷却剂平均温度改变而使稳压器水位变化外，实际水位与水位整定值之间的差值也可能由于上充流量与下泄流量不平衡而产生。水位调节器通过增大或减少上充流量整定值来对这些差值作出反映，即在下泄流量变化时，将下泄流量作为一个前馈信号，直接改变上充流量整定值，使上充流量适应下泄流量的变化。

一回路平均温度最大值输入函数发生器 GF1 产生水位整定值。另外，一回路平均温度最大值还与根据二回路负荷而定的平均温度参考值进行比较，其差值输入函数发生器 GF2。GF2 的输出作为前馈信号对水位整定值进行修正，以避免上充流量调节阀频繁动作。GF2 的限幅是限制调节变化的幅度，以保证调节的稳定性。

由于功率增加时反应堆冷却剂的平均温度随之增加，温度增加又引起水的体积膨胀。因此，稳压器水位整定值随堆

2.4.2 对象特性

SG 水位与给水流量对蒸汽流量之间的质量平衡以及沿传热管束从 SG 的一次侧向二次侧的热传递有关。

本节将从下列几方面来分析 SG 水位控制对象的特性。

2.4.2.1 SG 水装量

因为气泡份额随负荷的上升而增加, 所以 SG 的水装量是负荷的减函数。

2.4.2.2 水位对给水流量阶跃变化的响应

在稳态运行时, 给水质量流量和蒸汽质量流量是平衡的。如果给水流量阶跃增加, 在较长的时间内, 水位将按照给水质量流量和蒸汽质量流量之差的积分增加。但在较短的时间内则可以观察到不同的现象: 随着给水流量的增加, 水位不但不增加, 有时反而下降。这是因为给水温度比 SG 内部的再循环水温度低, 水流首先在下降通道中冷却, 然后引起管束中的蒸汽凝汽。汽水混合物的平均比体积最终减少(收缩), 意味着水集中在管束的底部。因此流量在下降通道中的增大抵消了水位的增加, 有时甚至引起水位下降。在低负荷时给水温度更低, 这一现象更加明显。

2.4.2.3 水位对蒸汽流量阶跃变化的响应

如果蒸汽流量阶跃增加, 在初始阶段的变化是压力下降使 SG 二次侧汽水混合物膨胀, 传递到二回路的热量也增加, 这两种现象导致水位升高(膨胀作用)。因此水位随蒸汽流量阶跃增加而上升。由于蒸汽与给水流量失配的积分作用, 最终的变化将是水位下降。如果蒸汽流量阶跃减少, SG 水位则在初始阶段下降(收缩), 最终变化为水位上升。在低负荷时以上现象更加明显。

2.4.2.4 给水流量对调节阀开度的响应

与给水流量和调节阀开度有关的过程主要取决于调节阀的传递函数、给水泵的运行模式和给水—蒸汽母管压差控制的动态特性。

当两台泵均处于手动状态时, 响应过程表现为具有较小的增益和时间常数的一阶滤波特性。

当一台或两台泵处于自动时, 响应过程表现为三阶滤波特性, 根据给水泵流量与压头特性, 负荷越高, 则响应越慢、阻尼比越大。

当两台给水泵都处于自动时, 控制作用较快。

在 50%FP, 一台泵处于自动, 另一台泵停运时, 响应最慢、阻尼比最大。

2.4.2.5 与调节阀上游水压有关的过程

因为给水泵出口压头是流量的减函数, 当水位控制系统要求调节阀运行时, 阀门上游的水压将产生相反的变化, 这与控制系统所要求的流量变化正好相反。简单地讲, 这种影响与水位控制系统中附加一个相位滞后滤波环节等效, 其结果将会降低水位控制系统的稳定性。

另一种影响是 SG 之间的耦合。如果一台 SG 的给水增加, 将使调节阀上游的水压下降, 从而使其他 SG 的给水减少。由于高负荷时给水泵的压头随流量增加而明显下降, 所以这种耦合影响在高负荷时更显著。如果调节阀上游的水压非常稳定, 则这种影响将完全消失。

综上所述, 给水—蒸汽母管压差控制应尽可能地快, 这对水位控制十分重要。

2.4.3 系统描述

2.4.3.1 用于 SG 水位控制的参数测量

(1) 水位。SG 水位采用压差法测量。为了消除蒸汽凝汽对测量的影响, 在水位测量上部根阀之后装有凝汽容器。

水位与压差之间的关系是线性的, 其系数与蒸汽密度、

下降通道中水的密度和仪表管中水的密度呈函数关系。

(2) 蒸汽流量。蒸汽流量是通过测量 SG 上封头与流量限制器下游蒸汽管道之间的压差确定的。在 SG 上封头测量管路上装有凝汽容器。根据质量流量与 $\sqrt{\rho\Delta p}$ 成正比, 必须考虑对蒸汽密度进行补偿。由于蒸汽密度与压力有关, 所以在蒸汽流量测量通道中引入压力信号做密度补偿。

(3) 给水流量。每条给水管路都装有一台文丘里管, 通过测量文丘里管压差确定给水流量。

(4) 汽轮机负荷。汽轮机负荷由汽轮机进汽压力来表征。宽量程汽轮机进汽压力信号在用于计算 SG 水位整定值前, 要进行低负荷时的非线性修正。在低负荷时, 由于蒸汽流量测量信号不可用, 水位控制还使用了窄量程汽轮机进汽压力信号。

(5) 蒸汽总量。“高负荷蒸汽总量”由宽量程汽轮机进汽压力和有效的蒸汽排放两项之和计算得到。“低负荷蒸汽总量”由窄量程汽轮机进汽压力和有效的蒸汽排放两项之和计算得到。

(6) 给水—蒸汽母管压差。用一台压差变送器测量给水—蒸汽母管压差。

(7) 给水温度。每台 SG 给水管线上都设有一支测量给水温度的传感器。

2.4.3.2 执行机构

每台 SG 配有一台旁阀和一台主阀。旁阀, 用于启动和低负荷水位控制, 高负荷时保持全开; 主阀, 用于高负荷水位控制。这两台调节阀配合使用可以在任何功率水平下自动控制给水流量。每台主阀和旁阀的上游和下游均配有隔离阀。

每台调节阀均装有两个串联的电磁阀, 其中一个电磁阀接收 A 系列的允许信号, 另一个接收 B 系列的允许信号。只有在允许信号存在时, 电磁阀才能打开。任意一个允许信号消失都能使其控制的电磁阀断电, 进而切断调节阀的气源并排出调节阀内的压缩空气, 从而关闭调节阀。

丧失气源时调节阀处于关闭状态。调节阀的快速关闭时间为 1~5s (可调)。调节阀的流量特性是线性的, 全行程时间小于 20s。

2.4.3.3 水位控制系统

SG 水位控制系统的原理见图 2.5-9。

(1) 系统组成。每台 SG 有一个水位控制回路, 包括水位调节器、流量调节器、低负荷控制通道、“跟踪”系统及与反应堆紧急停堆有关的逻辑处理。

(2) SG 水位整定值。为了在二回路发生管道破裂事故时限制安全壳的压力瞬变, 要设法减少 SG 的水汽总装量。由于 SG 的水装量是负荷的减函数, SG 水位整定值也设置为负荷的函数, 在 20% 负荷以下, 水位整定值降低。水位整定值详见图 2.5-10。

所选的负荷信号为能代表 SG 总的输出的“高负荷蒸汽总量”信号。“高负荷蒸汽总量”信号经滤波后送往水位整定值函数发生器, 该滤波器的传递函数为

$$\frac{1}{1 + \tau_{32}s} \quad (2.5-8)$$

式中: τ_{32} 为时间常数; s 为拉普拉斯算子。

无论蒸汽总量是增加还是减少, 当其达到 20%FP 时, 滤波器会抑制送往水位调节器信号的振荡, 这样由调节器微分环节引起的突然动作将被削弱。

水位测量信号经滤波后减去水位整定值, 得到 SG 水位误差信号。该滤波器的传递函数为

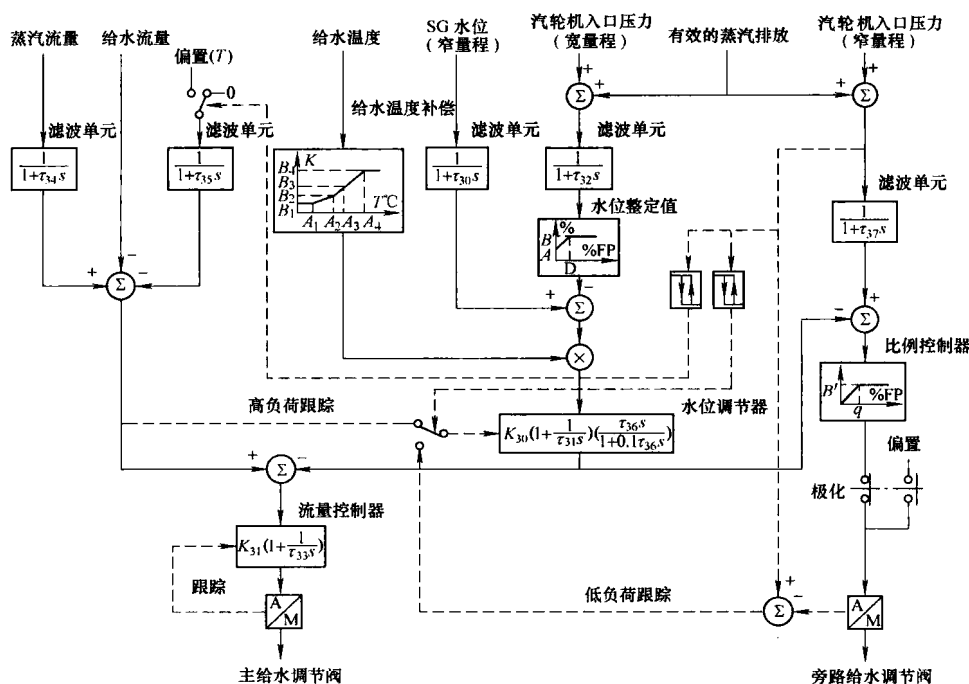


图 2.5-9 SG 水位控制系统原理

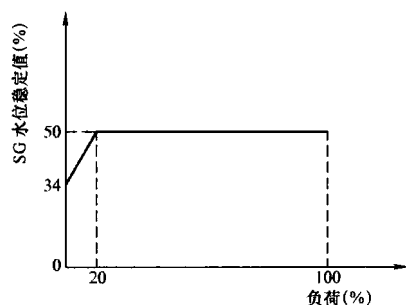


图 2.5-10 SG 水位整定值

注：图示水位稳定值为大亚湾核电站的数据，秦山第二核电厂的数据为 51.6。

$$\frac{1}{1 + \tau_{30}s} \quad (2.5-9)$$

式中： τ_{30} 为时间常数； s 为拉普拉斯算子。

(3) 水位调节器。水位调节器的形式为 PID，其传递函数为

$$K_{30} \left(1 + \frac{1}{\tau_{31}s} \right) \left(\frac{1 + \tau_{36}s}{1 + 0.1\tau_{36}s} \right) \quad (2.5-10)$$

式中： K_{30} 为比例度； τ_{31} 为时间常数； τ_{36} 为时间常数； s 为拉普拉斯算子。

由于工艺过程本身为积分作用，所以 PID 调节器的积分作用不应太强。

在低负荷时，控制系统的稳定性较差，所以控制系统的增益是负荷的增函数，用一个随给水温度升高而增加的系数乘以水位误差信号实现这一要求。所用的给水温度是各台 SG 给水温度信号的高选值。

(4) 给水流量控制。给水流量控制包括高负荷下和低负荷下给水流量控制。

1) 高负荷下的给水流量控制。滤波后的蒸汽流量信号减去水位调节器的输出信号，得到给水流量需求信号。

通过分析蒸汽流量阶跃或线性变化时 SG 水装量的变化和水位的响应，来优化蒸汽流量滤波器的时间常数 τ_{34} 。在

较长的时间内，蒸汽流量和给水流量差值的积分必然表征与负荷变化相对应的 SG 水装量的变化。

给水流量需求信号与给水流量测量信号经比较后送往 PID 给水流量调节器，由给水流量调节器控制主阀的开度。调节器的传递函数为

$$K_{31} \left(\frac{1}{1 + \tau_{33}s} \right) \quad (2.5-11)$$

式中： K_{31} 为比例度； τ_{33} 为时间常数； s 为拉普拉斯算子。

在优化给水流量调节器时必须考虑到主阀的动态特性。如果 K_{31} 或 $1/\tau_{33}$ 太大，则会使流量控制回路和水位控制不稳定；如果它们太小，则会使流量控制回路响应时间过长，进而影响水位控制的稳定性。

该调节器配有手动与自动操作站，允许运行人员手动控制主阀。

2) 低负荷下的给水流量控制。根据核电厂的运行经验，在低负荷时利用手动控制水位十分困难，所以控制系统必须从 0%FP 到 100%FP 都能自动控制。但是在低负荷时，由于压差太小，故流量测量不精确，而且信噪比较低。此外，不推荐主阀在小开度运行，一则会引起过度磨损，其次调节性能也会降低。因此设置低负荷专用控制回路是十分必要的。

低负荷控制时不再有给水流量的闭环控制，是将水位调节器的输出信号转换为阀门的开度信号后控制旁阀。在高负荷运行时旁阀保持全开。

由于在低负荷时水位调节器的性能不是很好，所以水位调节器的输出信号在转换为阀门的开度信号之前，还需加上“低负荷蒸汽总量”作为前馈控制信号。该信号也经过了一个滤波器，其功能与高负荷控制的蒸汽流量滤波器相同，滤波器的传递函数为

$$\frac{1}{1 + \tau_{37}s} \quad (2.5-12)$$

式中： τ_{37} 为时间常数； s 为拉普拉斯算子。

低负荷控制回路配有手动与自动操作站，允许运行人员手动控制旁阀。

3) 低负荷与高负荷切换。由“低负荷蒸汽总量”低信

号触发切换。当“低负荷蒸汽总量”低于整定值时，一个负偏置 T 加到流量调节器上，从而关闭主阀。时间常数 τ_{35} 可以使切换过程更平稳。一旦主阀关闭，水位控制由旁阀完成。引入偏置的作用是为了避免两个调节阀同时工作，简单地讲，同时工作相当于开环增益加倍，容易使水位控制振荡。当“低负荷蒸汽总量”高于整定值时，偏置逐步地消失，主阀重新投入。

(5) “跟踪”系统。其功能是根据反应堆功率水平、阀门的不同状态实现水位调节的自动“跟踪”。

1) 给水流量调节器的“跟踪”系统。当主阀处于手动状态时，给水流量调节器必须复制运行人员发出的手动控制信号，该“跟踪”系统的功能由调节器和手动与自动操作站自动实现。

2) 水位调节器的“跟踪”系统。如果一个（或两个）调节阀处于手动状态，为了使水位调节器能够实现向自动控制的无扰动切换，其输出信号必须处于“跟踪”状态，所“跟踪”的信号与阀门的运行状态和功率水平都有关。

(6) 与反应堆紧急停堆有关的逻辑处理。反应堆紧急停堆后，SG 水位下降，特别是在高负荷时，可能达到蒸汽发生器低水位整定值，从而启动辅助给水系统。辅助给水系统的启动引起 SG 的热瞬态，并使反应堆冷却剂系统过冷。因此在反应堆紧急停堆之后，尽管 SG 水位收缩，还应设法维持一定的给水流量（约 10%），并不启动辅助给水系统。在反应堆紧急停堆且反应堆冷却剂平均温度低同时出现时，主阀关闭，但旁阀不关闭；如果 SG 水位下降到整定值 -5%，旁阀保持固定的开度（流量约为 10%），直到水位恢复正常；然后利用旁阀进行 SG 水位的正常控制。

根据保护系统的设计，如果给水流量高于整定值，在 SG 水位低信号出现 8min 后启动辅助给水系统，这 8min 的延迟允许 SG 水位返回到正常范围之内，避免辅助给水系统启动。

2.4.3.4 给水—蒸汽母管压差控制

给水—蒸汽母管压差控制的目的是将给水—蒸汽母管压差维持在整定值上，该整定值为平均蒸汽流量的增函数。该控制系统执行以下功能。

(1) 维持阀位在线性范围内。

(2) 当阀门接近关闭或出现大的压降时，避免操作阀门（会引起阀门快速磨损）。

(3) 在任何时候，阀门的开启或关闭总要保证有一定的可用余量。

各台 SG 蒸汽流量测量信号的平均值表征负荷信号，该信号经滤波后送给函数发生器，从而计算出压差整定值。滤波器的传递函数为

$$\frac{1}{1 + \tau_{39}s} \quad (2.5-13)$$

式中： τ_{39} 为时间常数； s 为拉普拉斯算子。

将压差测量值和整定值送至水—汽压差 PI 调节器处理后，调节器的输出即为给水泵速度整定值，它同时送给所有给水泵。此回路配有手动与自动操作站，允许运行人员手动设置速度整定值。

例如，大亚湾核电厂所用的给水—蒸汽母管压差控制原理如图 2.5-11 所示。

给水泵的转速控制将在常规岛的相关章节中描述。

2.5 蒸汽排放控制系统

反应堆功率不允许像汽轮机负荷那样快速地改变。蒸汽

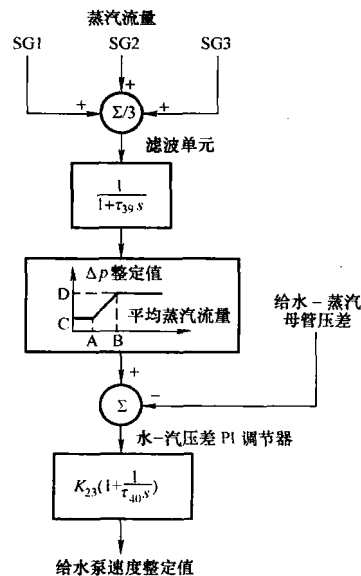


图 2.5-11 给水—蒸汽母管压差控制原理

排放系统的功能是将主蒸汽直接排放到凝汽器或大气，降低由汽轮机负荷大幅度快速下降引起的核蒸汽供应系统的温度与压力变化幅度，为反应堆提供一个“人为”负荷。

2.5.1 系统功能

蒸汽排放系统包括蒸汽向凝汽器排放和蒸汽向大气排放两个子排放系统。

(1) 蒸汽向凝汽器排放达到的目标。通过将蒸汽排放到凝汽器要求达到下列目标。

1) 允许核电站承受突然的负荷下降（直至丧失 100% 的外部电负荷）而不会导致反应堆紧急停堆，也不会引起蒸汽发生器释放阀和安全阀的开启。它还能用手动将机组切换到带厂用负荷运行，防止稳压器释放阀的开启。

2) 在某些工况下（汽轮机旁路可供使用），允许汽轮机脱扣而反应堆不紧急停堆。

3) 允许反应堆接受超过 10% 额定功率的负荷阶跃变化和超过每分钟 5% 额定功率的负荷线性变化。

4) 当反应堆停堆时，防止蒸汽发生器超压，以及蒸汽发生器释放阀和安全阀的开启；从反应堆冷却剂系统中排出储存热和剩余热，将反应堆冷却剂系统的平均温度 (T_{avg}) 带至零负荷温度。

5) 允许手动控制电站的冷却过程，使电厂从热停堆状态冷却到余热排出系统能够投入工作的工况点。

6) 允许在汽轮机启动前使二回路系统升温，以及在控制棒手动控制的范围 (0~15%) 内使汽轮机带负荷。

蒸汽向凝汽器排放不是一种安全功能。然而，设有连锁以防止对电站安全可能造成不良后果的运行方式发生。

(2) 蒸汽向大气排放达到的目标。蒸汽向大气的排放是蒸汽向凝汽器排放失效的情况下提供的一种人为的负荷，通过将蒸汽排放到大气要求达到下列目的。

1) 允许反应堆冷却剂系统冷却到余热排出系统能投入运行的工况点。

2) 将反应堆冷却剂系统储存的能量和余热导出，以使蒸汽发生器的压力控制在零负荷水平及保持 T_{avg} 接近热停堆值。

大气排放阀的控制不设连锁。

2.5.2 对象特性

凝汽器排放阀的开起既可用二回路蒸汽压力来控制,也可用反应堆冷却剂平均温度来控制,两者是密切相关的。

在甩负荷或汽轮机脱扣等大的瞬态时,作为反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 的一种控制手段是用蒸汽向凝汽器排放补充控制棒插入,在通过控制棒的插入逐步降低反应堆功率的同时,暂时排出汽轮机拒绝接受的蒸汽。

在低负荷时,压力控制是更为可取的模式。因为在低功率下,当蒸汽发生器的动态特性有所改变,而反应堆冷却剂温度对蒸汽流量的响应很慢时,若采用温度模式的蒸汽排放控制,其系统稳定性欠佳;在低负荷时,运行压力和蒸汽向大气排放的压力设定值之间的裕度窄。因此,在低负荷时应采用压力控制模式。

2.5.3 系统描述

蒸汽排放系统由向凝汽器排放和向大气排放两个排汽子系统组成。控制系统包括参数测量、执行机构和控制通道三部分。

2.5.3.1 测量参数

蒸汽是否需要排放,关键在于对核心参数的监测。测量的核心参数包括反应堆冷却剂平均温度、蒸汽母管压力、蒸汽发生器压力及汽轮机入口压力。

2.5.3.2 执行机构

蒸汽排放是通过向凝汽器和向大气排放的排放阀完成的。

(1) 蒸汽排向凝汽器的排放阀。总的蒸汽排放量必须能使机组承受从满功率运行到厂用负荷运行的甩负荷,而不致引起停堆或向大气排放蒸汽。因此,蒸汽排放量应为额定蒸汽流量的85%。为此,设有12个流通能力相同的蒸汽排放阀接在凝汽器上。这些阀按开启方式分为3组,第一、二组每组由3个阀组成,第三组由6个阀组成。

其中,第一组包括3个“反应堆冷却”阀,用于反应堆按计划冷却,要求蒸汽排量为由零负荷时蒸汽压力计算出的最大蒸汽流量的10%。

在大亚湾核电厂,当负荷衰减大时,蒸汽还可以通过除氧器上的3个阀门排向除氧器,这3个阀也可看作第四组蒸汽排放阀。

蒸汽排放阀配有气动阀门定位器(见图2.5-12),它设计成在失去气源时关闭阀门。气源通过3个电磁阀连锁装置供给,使阀门实现调节开启或快开两种工作模式。

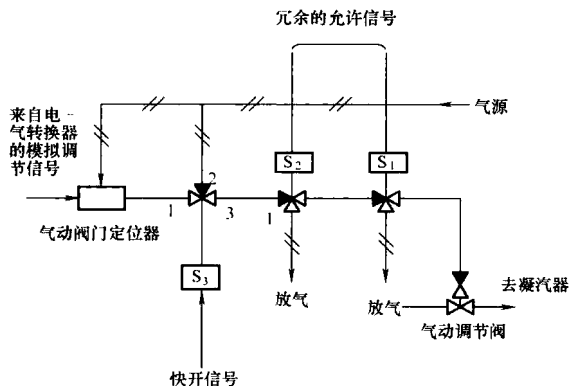


图 2.5-12 蒸汽排放控制阀原理

S_1 、 S_2 、 S_3 信号器; \square —三通电磁阀

两个串联安装的三通电磁阀用于开启或关闭通向阀门继动器的气源管路。电磁阀根据所接受的允许信号 S_1 和 S_2 开

启,将压缩空气供到排放阀。

第三个三通电磁阀与定位器并联,它平常处于1—3通位置。当接到 S_1 和 S_2 的允许开启信号时,排放阀可接受来自气动阀门定位器的气动信号,并缓慢调节开启。定位器本身则由控制系统通过电—气转换器进行操作。当快开信号送出时,与定位器并联的电磁阀动作,转换到2—3通位置。在此情况下,如果接到 S_1 和 S_2 的允许信号,则压缩空气直接从气源供到排放阀,使其快速开启。

当开启信号中断时,电磁阀停止向排放阀继动器供气,此时将导致阀门快速关闭。

除氧器上的第四组蒸汽排放阀只接受来自蒸汽排放控制系统的允许信号和快开信号,这些阀门的调节开启仍接受除氧器压力控制系统的控制。

(2) 大气释放阀。大气释放阀的作用是蒸汽向凝汽器排放失效时替代“反应堆冷却阀”。大气排放阀为气动调节阀。在失去压缩空气或电源的情况下阀门关闭。同时,应设有应急的设备压缩空气源。

2.5.3.3 控制通道

(1) 排向凝汽器控制通道。排向凝汽器控制系统既可由反应堆冷却剂平均温度控制(温度模式),也可由二回路的压力控制(压力模式)。下面对控制通道的描述以大亚湾核电厂为例。而秦山第二核电厂只是不设蒸汽向除氧器排放的第四组阀,其余控制通道相同。

1) 温度控制模式(见图2.5-13)。在反应堆未紧急停堆时,温度设定值以根据“宽量程”汽轮机压力信号测得的汽轮机负荷[在汽轮机脱扣时(C_8 信号)该测量值由零负荷值代替]和用于转换到厂用负荷运行或汽轮机脱扣时的反应堆最终功率设定值,以两个值中较高的一个为准。由此产生的信号由函数发生器(GF1)处理。GF1与棒控系统所用的函数发生器一样。

误差信号相当于经滤波后的高选 T_{avg} 与用最终功率设定值或汽轮机负荷的函数程序计算的设定值之差,它与函数发生器(GF2)送来的低负荷补偿信号叠加后,送至阈值比较器处理。每个比较器按一定温差设定值顺序快速开启一组蒸汽排放阀。

另外,该温度误差信号经具有饱和值和死区的函数发生器(GF4)处理,给蒸汽排放系统提供一调节开启信号。死区的作用是为了避免只用控制棒就很容易调节的瞬态启动蒸汽排放。

接到调节开启信号,阀或阀组按以下顺序开启:第一组第一个阀→第一组第二个阀→第一组第三个阀→第二组3个阀同时→第三组6个阀同时。

该顺序是由5个具有各种死区的函数发生器(GF6到GF10)以逐级方式获得的,即只有在前一个阀或一组阀全开时,后一个阀或后一组阀才能开启。关闭的顺序则反之。

函数发生器(GF4)的死区值大于控制棒最大插入速度所需的温度偏差(2.8°C)。采用过宽的死区值会引起二回路超压和反应堆冷却剂超温,所以采用 3°C 。一旦达到死区值,发出的开启信号迅速增大。

函数发生器(GF2和GF3)与函数发生器(GF4)的负值部分一起,在厂用负荷工况或汽轮机脱扣的后期起稳定的作用。

反应堆紧急停堆时,温度设定值为零负荷时反应堆冷却剂平均温度。测量值 T_{avg} 经超前/滞后单元的 $(1 + \tau_{12}s)/(1 + \tau_{13}s)$ 补偿后,与设定值相比较。

该误差信号通过两个阈值比较器,使第一组阀、第二组

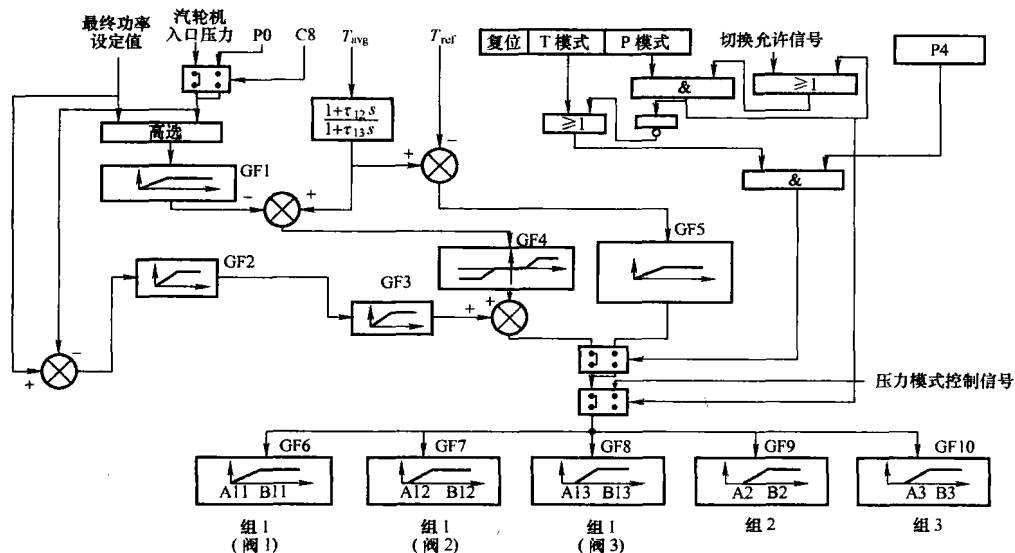


图 2.5-13 蒸汽排放控制系统温度模式控制通道原理

阀和第四组阀快开，此时，第三组和第四组蒸汽排放阀不允许开启。

同时，该误差信号还经过函数发生器（GF5），产生蒸汽排放阀调节开启信号。由于反应堆紧急停堆，反应堆冷却剂平均温度仅由蒸汽排放系统控制，故此函数发生器无死区。

2) 压力控制模式（见图 2.5-14）。压力控制模式用于在低功率水平时代替温度控制模式。操纵员通过调整压力定值，排出汽轮机不用的蒸汽。当汽轮机停运时，设定值必须不大于零负荷时的压力值。在反应堆按计划冷却过程中，操纵员逐步降低压力设定值，以冷却二回路蒸汽系统。这时必须手动切除 P12 信号对第一组排放阀的闭锁。压力误差信号等于蒸汽母管的实测压力与该设定值之差。调节器为 PI。

在压力控制模式下，仅有前两组阀允许开启，其控制作用与温度控制模式相同。设有自动—手动控制站，可对前两组阀进行手动调节。

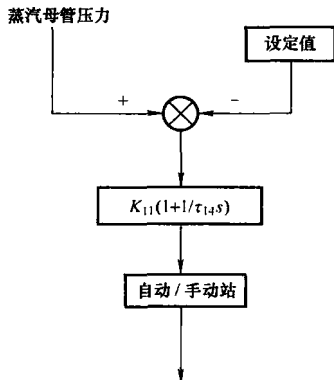


图 2.5-14 压力模式控制通道原理

3) 控制模式的切换。从一种控制模式到另一种控制模式的切换可在主控制室内手动进行。在温度控制模式时，压力调节器的输出也送到控制系统的输出端，以便在需要从温度模式切换到压力模式时，保证平滑转换。

为此，操纵员必须将压力设定值调整到实测压力值附近，以避免在切换后控制信号发生太大的变化。

若压力调节器自动—手动站的输出信号与温度控制系统给出的信号相差太大，将阻止从温度模式向压力模式切换。

在蒸汽排放量较小时，若采用温度控制模式，将禁止阀门开启。因此，在启动过程中，从压力模式切换到温度模式会引起阀门关闭，故从压力模式到温度模式的切换是安全的。

4) 凝汽器排放逻辑。蒸汽排放控制系统设有连锁以防止蒸汽排放阀不必要的开启，同时还能在阀门故障开启时阻

止驱动反应堆保护系统。

另一个连锁用于在凝汽器失效或在蒸汽排放可能导致凝汽器超压时，阻止蒸汽排放至凝汽器。在这种情况下，若大气排放也不适宜，反应堆的保护最终将由蒸汽发生器安全阀与反应堆紧急停堆一起来保证。凝汽器排放逻辑有以下几种。

① C9 连锁：当凝汽器可用，即凝汽器压力合适时，C9 信号变到逻辑状态 1。当 C9 状态为 0 时，所有蒸汽排放阀都禁止开启。

② P12 允许信号：当反应堆冷却剂温度降到 284℃ 以下时，P12 状态变为 1，该信号阻止凝汽器排放阀开启。但对第一组凝汽器排放阀而言，可手动切除 P12 信号。在冷却或加热工况时允许这些阀门开启。

③ C7 连锁：C7 回路的功能是产生表示汽轮机甩负荷的信号，用于在温度模式下产生允许阀门开启的信号。该信号为汽轮机入口压力变送器产生的信号。

实测入口压力经传递函数为 $-\tau_{11}s/(1+\tau_{11}s)$ 的高通滤波器进行滤波，其输出值反映所用甩负荷的程度。

当该信号大于 15% 时，C7A 逻辑状态变到 1，这反映了甩负荷阶跃大于 15% 或斜率大于 7.5%/min 的甩负荷，允许前两组蒸汽排放阀开启。

若未发生汽轮机负荷回升，且高通滤波器输出信号大于 50%，C7B 状态变为 1，此时允许第 3 组阀门开启。

④ P4 连锁：当出现反应堆紧急停堆时，P4 状态变到 1，以阻止第 3 组阀门开启。

⑤ “电网故障”处理：在出现电网故障时，汽轮机控制系统关闭汽轮机入口。C7A 和 C7B 同时变为 1，二回路压力升高，蒸汽排放系统按厂用负荷运行时相同的方法开启。若电网故障被排除，则汽轮机入口重新打开。由于关闭蒸汽排放阀需要较长的时间，因此伴随而来的大量蒸汽排放和二回路低压可能导致出现安全注射（防止二回路管道破裂的保护）。

为此，提供专用逻辑回路，使汽轮机功率超过 50% 时，抑制 C7B，使第 3 组阀关闭。同时，在几秒钟内闭锁第 1 组、第 2 组凝汽器排放阀的快开信号。

⑥ ATWS（不停堆的预期瞬态）连锁：由反应堆保护系统产生的 ATWS 信号导致第 3 组阀连锁关闭。

(2) 向大气排放控制通道（见图 2.5-15）。每台蒸汽发

生器均设有大气排放阀(大亚湾核电厂每台蒸汽发生器设1个大气排放阀;秦山第二核电厂每台蒸汽发生器设2个大气排放阀),每一个大气排放阀均由一个PI控制器控制,控制器的传递函数为 $K_{12}(1 + 1/\tau_{15}s)$,函数中 K_{12} 为52.6%, τ_{15} 为25s, s 为拉普拉斯算子。

控制器的整定值应高于正常工作压力、凝汽器正常排放压力和向凝汽器排放瞬态过程中可能达到的最大压力。这表示大气排放阀通常是关闭的。大气排放阀允许在向凝汽器排放失效时承担反应堆按计划冷却。

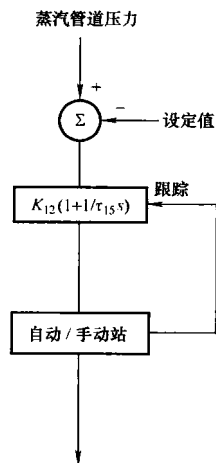


图 2.5-15 蒸汽向大气排放控制系统原理

压力偏差信号等于相关蒸汽管线的压力测量值与整定值之间的差值。操作员可以选择一个固定的自动控制的整定值或通过控制室的显示操作器选择不同的设定值。每一个控制器均有两个手动控制站,其中一个位于主控室,另一个位于应急停堆盘。

2.6 棒控和棒位监测系统

反应堆堆芯反应性或中子注量率的控制是由两部分共同完成的。一部分是改变溶解于反应堆冷却剂中的可溶性化学硼浓度,另一部分则是移动含有中子吸收体的控制棒束(RCCA)在堆芯中的位置。

2.6.1 系统功能

2.6.1.1 运行功能

棒控系统用于提升、插入和保持控制棒束,使反应堆稳定运行在某一功率水平下,实现反应堆的启堆、运行、正常停堆和紧急停堆。

棒位监测系统用于测量并监视每一束控制棒束的位置,为运行人员提供控制棒在堆芯的真实位置。因此,运行人员可以根据各棒束相应的测量位置和给定棒位位置检查其棒位的正确性,并识别控制棒束的失步、卡棒或落棒等情况。

反应堆运行时堆芯轴向功率分布随控制棒束的插入深度而变化。由于控制棒束的运动或功率水平的变化,可能会引起轴向功率的扰动。

为了把堆芯中子注量率的不对称性减至最小,除特殊情况外,控制棒驱动机构(CRDM)必须按预先确定的程序运行。

负反应性裕度由停堆棒束提供。在正常运行时,这些棒束总是处于全提出位置。

2.6.1.2 安全功能

(1) 反应堆紧急停堆。当反应堆保护系统触发停堆时,切断控制棒驱动机构的供电。由于失电,使所有的停堆棒和控制棒在重力作用下,全部落入堆芯。落棒时间应满足安全准则要求,例如大亚湾核电厂安全准则规定落棒时间应小于2.15s。棒束的插入使反应堆立即引入大量的中子吸收体,抑制了核反应,从而使反应堆处于次临界状态而停堆。

(2) 安全要求。棒束分组的数目,每组棒的棒束数目,以及控制棒初始插入深度和棒组的运行,都必须符合安全准则。

要引入足够的负反应性,以便反应堆紧急停堆后,保证堆芯处于次临界状态;在功率运行和负荷跟踪期间,要能保持容许的功率分布;限制弹棒事故引入的反应性。

2.6.2 设计基准与设计原则

2.6.2.1 等级

棒控和棒位监测系统采用的安全等级为非安全级;质保等级Q3。

2.6.2.2 棒束分组

所有棒束按其功能分为停堆棒、温度控制棒和功率控制棒,它们在堆芯中对称布置。每类棒组包含一个或多个大组,通常每个大组由两个子组组成,每个子组由4束控制棒束组成,但个别子组由1束控制棒束组成。在整个反应堆运行期间,同一子组内的控制棒束通常是一起运动的。例如,在大亚湾核电厂堆芯中一共有61束停堆棒和控制棒,它们分组如下:

(1) 停堆棒组。共有25束棒束,分成4组。

SA; SA1子组由4束棒束组成; SA2子组由1束棒束组成。

SB; SB1和SB2两个子组都由4束棒束组成。

SC; SC一个子组,由4束棒束组成。

SD; SD1和SD2两个子组都由4束棒束组成。

(2) 温度控制棒组。共有8束控制棒束,组成R组,分成两个子组,即R1和R2子组,每组均由4束棒束组成。

(3) 功率控制棒组。共有28束控制棒束,分为4组。

N2; N2-1和N2-2两个子组都由4束棒束组成。

N1; N1-1和N1-2两个子组都由4束棒束组成。

G2; G2-1和G2-2两个子组都由4束棒束组成。

G1; G1一个子组由4束棒束组成。

停堆棒和控制棒在堆芯中的布置见图2.5-16。

每束棒束有一台单独的驱动机构,用于提升、插入或保持控制棒束。虽然在大多数情况下,棒束是按组或子组方式运行,但在某些情况下需要单独运行一束棒束。

2.6.2.3 驱动机构

每台驱动机构有三个线圈,分别为保持线圈、移动线圈和提升线圈。按适当的时序电流激励这三个线圈,可以使驱动杆组件上、下运动或静止不动。通常,棒束移动的最大速度为72步/min,并在6步~72步/min的范围内可调。

当线圈断电时,勾爪组件释放;当电磁力不够时,在勾爪上的驱动杆因自身重量容易引起勾爪组件释放。

驱动杆由磁性材料组成,它的位置可通过电磁感应方法测量。

驱动机构原理和功能描述见本章2.6.3。

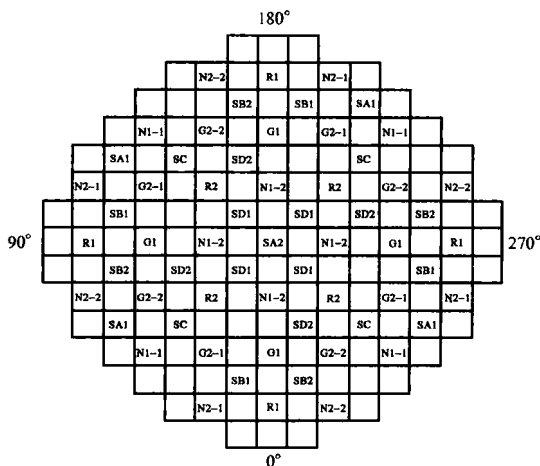


图 2.5-16 停堆棒和控制棒在堆芯中的布置

2.6.2.4 运行原则

包括棒组工作方式、棒组运行、控制连锁及连锁信号。

(1) 棒组工作方式。棒组以单独运行或重叠运行方式工作。在反应堆正常运行期间,停堆棒组和温度控制棒组都以单独方式运行,功率控制棒组以重叠方式运行。

停堆棒组按预先确定的速度手动运行,运动方向由操纵员选择。在主控制室里可以控制手动运行,由操纵员选择方向和速度。

控制棒组以自动或手动方式运行。自动运行时,速度和方向由反应堆功率调节系统确定。

(2) 棒组运行。棒组提升按停堆棒组、功率控制棒组、温度控制棒组的先后次序依次提升。棒组插入运行程序与棒组提升运行程序相反。

1) 棒组运行规则。同一子组内的4束控制棒束同时运行;任何一个控制棒组中,两个子组的运行相差半个周期,即子组1和子组2交替运行。若任意时刻停止运动,这就意味着两个子组运动可以不一致,但它们之间只能差一步。

2) 棒组重叠运行程序。

提升:当第一组棒束提升到堆芯重叠预置点时,第二组棒束开始提升,并与第一组棒束同时运行。当第一组棒束到达堆顶部时,停止提升,第二组棒束继续单独运行。当第二组棒束提升到重叠预置点时,第三组棒束开始提升,并与第二组棒束同时运行,这样直到最后一组棒束。

插入:当最后一组棒束插入到重叠预置点时,前一组棒束从堆顶部开始插入并与最后一组棒束同时插入,最后一组棒束到达堆底部(5步)时,停止插入,前一组棒束继续单独插入。当前一组棒束插入到重叠预置点时,再前一组棒束从堆顶部开始插入,这样直到第一组棒束。

在堆芯中间区只有一组棒束在运动,没有重叠运动,其重叠预置点是预先设定的。

重叠运行的优点:在堆芯下半部移动的棒束吸收体和上半部一样多,这就避免了轴向功率不平衡的过大变化;限制了由于棒束运动产生的氙扰动效应;对堆芯不同位置的棒束提供了更均匀的微分作用。

在重叠运行方式中,同一指令的子组同时运行。当两个棒组重叠运行时,4个子组由4个各自独立的电源柜控制每一个子组运行。

失步校正:正常运行时,给定棒组中的所有控制棒束都一起动作。为了提升一束控制棒束,通过切换开关,允许一组棒中的一束或多束棒束单独或分开运行,使组中的所有控制棒束至少有一束必须从中断开,这种特殊的控制方式称为失步校正方式。

(3) 控制连锁。棒组设置以下控制连锁。

1) 停堆棒组:在它前面的棒组(按提升次序)已处于到顶的位置时,此棒组才能提升(最前面的棒组例外,它首先提出);同样地,在它前面的棒组(按插入次序)已在底部(5步)时,此棒组才能插入。

2) 控制棒组:当所有的停堆棒组都处于提出位置时,控制棒组才能运行。在失步校正期间,这种连锁无效。在自动或手动方式运行中,如果温度控制棒组处在提升限制位置(C11),则禁止该棒组继续提升,并触发报警。在重叠运行方式中的控制棒组,在底部5步时停止插入。

(4) 连锁信号。禁止棒束提升的连锁信号有:

- C1, 中间区中子注量率高或倍增时间小于18s。
- C2, 功率区中子注量率高。
- C3, 超温 ΔT 。
- C4, 超功率 ΔT 。
- C11, 温度控制棒组最大提升限制位置。

C20, 反应堆功率小于额定功率的15%。

C21, 堆芯轴向偏移超出运行范围。

C22, 冷却剂平均温度低一低。

为了防止卡棒,不允许控制棒束完全插入。只要反应堆停堆断路器一闭合,所有的控制棒束就要求被提升到5步的位置,提升程序就按这个基准标高来执行。

2.6.2.5 棒位监测

在反应堆运行中,必须完成对所有棒束的棒位监测。

(1) 在下述任何异常状况下,棒位处理柜向操纵员发出报警。

- 1) 同一组内各棒束之间的测量位置超差。
- 2) 任何一束棒束的测量位置与给定位置之间超差。
- 3) 一束棒束偶然降落(测量位置与低预置点比较)。
- 4) 停堆棒束偏离全提出的位置(测量位置与高预置点比较)。
- 5) 控制棒动态失步超差。
- 6) 在停堆时,棒束全部落到堆芯,操纵员可以校准所有控制棒束。

(2) 精度要求。测量位置精度优于 ± 11 步。

(3) 给定棒位通道。给定棒位通道满足以下要求。

- 1) 给定位置与控制逻辑柜传输给电源柜的驱动脉冲相一致。
- 2) 棒组给定位置采用的是第一个子组的给定位置。
- 3) 棒组给定位置由控制逻辑柜中相关控制逻辑单元产生。
- 4) 子组给定位置在主控制室显示。

2.6.3 设备描述

棒控和棒位监测系统设备框图见图2.5-17。

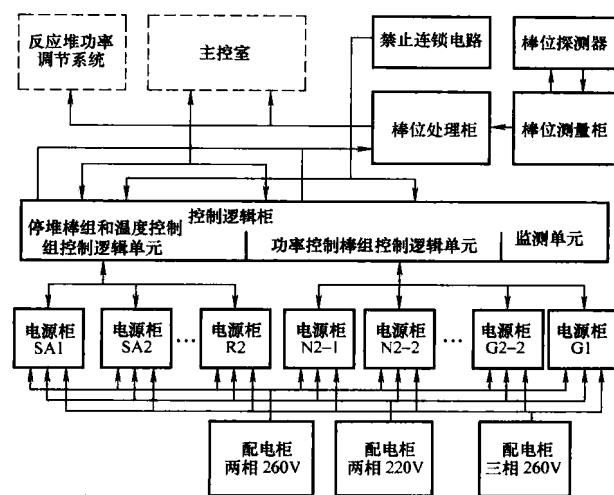


图 2.5-17 棒控和棒位监测系统设备框图

2.6.3.1 棒控系统

棒控系统设备主要由控制逻辑柜和电源柜组成。

(1) 控制逻辑柜。控制逻辑柜完成总的管理和协调,选择控制棒束,提供与棒束驱动设备有关的联系。

控制逻辑柜分为停堆棒组和温度控制棒组逻辑单元、功率控制棒组控制逻辑单元和监测单元,这些单元都由微处理器或可编程序控制器(PLC)和带有电子元件的印刷电路板插件抽屉组成。

控制逻辑柜接收由操纵员手动选择的运行方式、自动运行方式和连锁,经逻辑处理选择运动棒束和电源柜,使相应棒组和棒束运动。在选择棒组和棒束运动、电源柜时,要考

虑驱动机构的响应时间。

(2) 电源柜。电源柜根据控制逻辑柜的运行指令,完成提升、插入步循环程序或保持棒束静止。

按照棒束驱动功能,每个电源柜控制一个子组(4束棒束),断开其他棒束的控制电路,就可以单独控制任何一束棒束。

每当电源柜接收到一个运动指令时,就使控制棒束在给定方向上移动一步。在任何一步(任何时序)运动中,某个方向运动已开始,即使接收到相反方向的运动指令,也要一步运动完成之后才再执行。在接收到运动指令后,电源柜的响应时间小于1s。

每个电源柜分成两部分,一部分是循环监视逻辑单元,另一部分是电源驱动单元。循环监视逻辑单元接收来自控制逻辑单元的插入或提升运动指令,对每种线圈产生激励时序。电源驱动单元由多个抽屉组成,用途是给驱动机构的不同线圈提供可调电流。

大多数电厂的电源柜主要采用三相260V交流电源,通过三相半波可控整流电路提供调节电流。线圈电流必须足够大,以确保带电线圈、磁极和勾爪组件机构有较快的响应时间,但线圈电流也不能太大,以免引起线圈过热;线圈的电源可通过控制每个晶闸管相关相位的开通时间来调节电流。

由于驱动机构有三个独立的线圈,所以有各自的电流调节系统,电流调节系统应保证不会因过电流而损坏线圈。

如果电源柜发生了故障,禁止向有故障的电源柜发指令,并且确保由这个电源柜供电的所有控制棒束保持不动。

当保持或移动线圈同时无电流时,应能立即检测到。在这种情况下,电源柜指令被断开,但此柜的所有控制棒束的保持和移动线圈被同时激励,以双重保持。

控制设备还包括:两个交流控制电源开关柜;一个交流260V动力电源开关柜。控制电源开关柜为控制逻辑柜和电源柜提供冗余的控制电源,三相交流260V动力电源由电动机发电机组装置提供,并分配给每个电源柜。

2.6.3.2 棒位监测系统

棒位监测系统主要由棒位探测器、棒位测量柜和棒位处理柜组成。

(1) 棒位探测器。探测器用于测量每束控制棒驱动杆在堆芯中的位置,其测量范围大于控制棒驱动杆的行程。探测器安装在驱动杆行程套外面,驱动杆与探测器以电磁联系。

探测器由原边线圈、数个副边线圈以及两个辅助线圈组成。每个副边绕组感应电压的大小与驱动杆是否在这个副边绕组内有关,通过测量这些副边绕组的电压,就可知道副边绕组所对应的驱动杆顶部位置。

这些副边线圈产生的信号被处理成数字形式。当驱动杆通过线圈时(最大耦合),副边线圈产生的信号为最大,反之则为最小。根据棒的相对位置,每个线圈产生两种逻辑状态“1”或“0”。当两个线圈反串时,如果驱动杆的顶部在两个线圈之间,则获得“1”状态,反之为“0”状态。把几个线圈对串联,随着棒的运动,得到连续的“0”和“1”的交替状态。

通常探测器副边线圈的间距是127mm,即对应驱动机构的8步。

(2) 棒位测量柜。测量柜向每个探测器的原边绕组供电,并把来自探测器副边绕组信号编码输出。

每个探测器的副边绕组通过特殊组合,用葛莱码(Gray)对每束棒位编码,对数据进行数字化处理并传输到

棒位处理柜。

(3) 棒位处理柜。处理柜采集和处理来自测量柜的每束棒的测量位置数据、测量柜的工作状态信息,并将这些信息送出。

处理柜将来自测量柜的每束棒的测量位置数据和来自控制逻辑单元的给定棒位位置数据与设定值进行比较,并输出故障信息。该柜还把各个子组的给定棒位位置、每束棒的测量位置数据和相关的故障信息经实时数据网送给非安全级数据处理系统;把棒位失步信号和设备故障信号送给报警处理系统;把控制棒组的给定位置送给相关系统。

测量通道响应时间约为1s,总的位置处理时间为2.5s。

2.6.3.3 其他

棒控和棒位系统还包括用于定期试验的试验设施。

2.6.4 系统运行

2.6.4.1 正常运行状态

核电机组运行在稳态功率水平时,机组已经联网,其功率水平在15%~100%额定功率范围内。

当功率小于15%额定功率(FP)时,必须把R棒组(温度控制棒组)运行开关置于手动。在较高功率下,也可选择这组开关置于手动运行。

当功率大于15%FP时,可以把控制棒组运行开关置于自动运行,也可以置于手动运行。

2.6.4.2 正常启堆和停堆

(1) 正常启堆。当满足临界所需的所有条件后,将棒束置于手动控制方式,并逐步提升棒组,直到反应堆临界。当中子注量率水平到达P6时(中间量程最小值),允许手动禁止源量程中子注量率高停堆。

当达到零功率的正确压力和温度条件(热停堆)时,用手动方式提升控制棒,以提高反应堆功率并保证产生足够的蒸汽,以便汽轮机能够开始运行。

当反应堆功率提升到10%FP时,与发电机耦合。当达到15%FP时,控制连锁电路解除R棒组自动提升禁止信号,R棒组可以自动提升。控制装置转换到自动方式,跟随汽轮机负荷运行,并保持R棒组在运行带内。

(2) 正常停堆。正常停堆指计划中的电厂停堆(常规停堆)。当功率低于15%FP、停堆棒组保持在全提出位置(热停堆)时,以手动方式插入R棒组,则自动地停止在底部5步,随后功率控制棒组以“重叠”方式插入,且自动地停止在底部5步位置。最终通过掉棒才能达到全插入位置。

3. 控制方式

通过主控制室操作台,操纵员可以按预定程序手动启堆、运行和停堆,并通过监视设备监视每一组控制棒束的位置。

自动时,由反应堆功率调节系统提供控制棒束的动作命令,通过棒控系统提升、插入或保持控制棒束,使反应堆稳定运行在某一功率水平。

2.7 典型瞬态下的动态特性

核电厂运行时,可能发生多种典型瞬态,典型瞬态试验中主要参数的变化过程可验证控制系统设计的合理性。这些典型瞬态有:

- (1) 负荷 $\pm 10\%$ FP阶跃变化。
- (2) 负荷 $\pm 5\%$ FP/min线性变化。
- (3) 由100%FP降到厂用负荷运行。
- (4) 反应堆100%FP紧急停堆。

核蒸汽供应系统(NSSS)的相关控制系统在进行设计

时,一般考虑在上述4种典型瞬态下控制系统都应满足设计要求,并根据一、二回路主要参数在瞬态中的动态变化过程进行控制系统参数的优化。

本节以秦山第二核电厂为例,对核蒸汽供应系统部分参数在上述典型瞬态下的动态特性举例说明。下面所列出的典型瞬态下参数动态特性与国内其他核电厂(如大亚湾核电厂、岭澳一期核电厂)相比,参数变化过程和总趋势是类似的,只是因为各核电厂参数的不同,其瞬态变化过程中的最大值、最小值和达到的平衡点有所不同。

2.7.1 负荷±10%FP阶跃变化时的动态特性

这里分别给出负荷由90%FP升到100%FP和负荷由100%FP降到90%FP阶跃变化时NSSS部分参数的动态特性。

2.7.1.1 由90%FP升到100%FP阶跃变化

在该瞬态下,部分参数在1200s内的变化曲线如图2.5-18~图2.5-21所示。

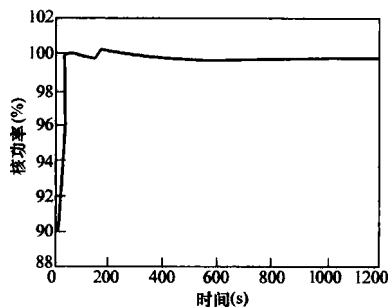


图 2.5-18 核功率变化曲线

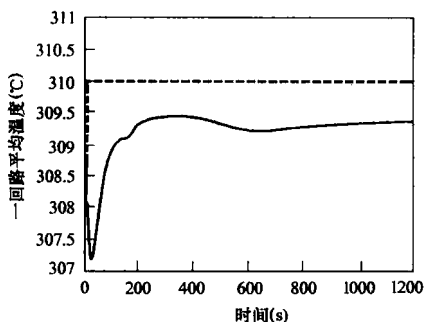


图 2.5-19 一回路平均温度变化曲线

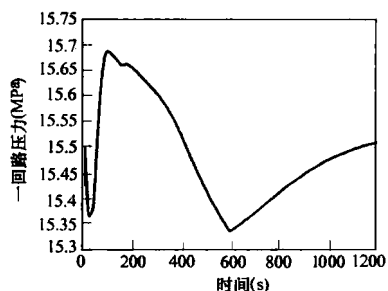


图 2.5-20 一回路压力变化曲线

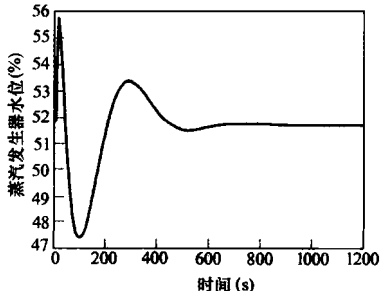


图 2.5-21 蒸汽发生器水位变化曲线

2.7.1.2 由100%FP降到90%FP阶跃变化

在该瞬态下,部分参数在1200s内的变化曲线如图2.5-22~图2.5-25所示。

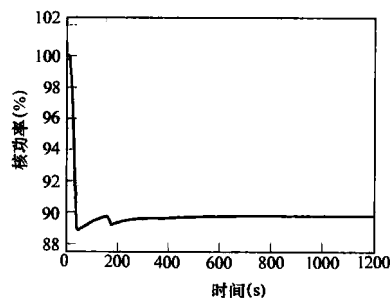


图 2.5-22 核功率变化曲线

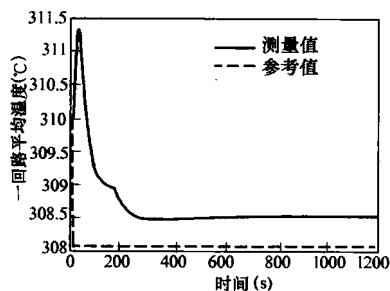


图 2.5-23 一回路平均温度变化曲线

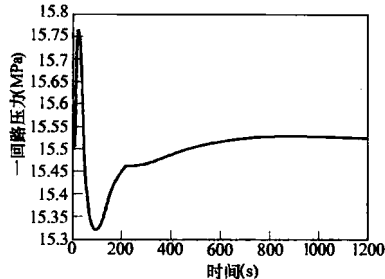


图 2.5-24 一回路压力变化曲线

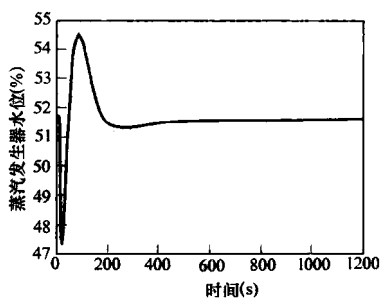


图 2.5-25 蒸汽发生器水位变化曲线

从图2.5-18~图2.5-25所表示的参数的动态变化过程可以看到:在负荷阶跃变化的瞬态初期,一回路温度、压力和蒸汽发生器水位均产生一个峰值,由于NSSS控制系统的作用,这些物理量的峰值得到抑制,各物理量的数值在经过几次振荡之后,均稳定到其设定值附近。

2.7.2 负荷±5%FP/min线性变化时的动态特性

(1) 负荷以5%FP/min的速度由15%FP升到100%FP线性变化。

在此瞬态工况下,一、二回路部分参数在2000s内的变化曲线如图2.5-26~图2.5-29所示。

(2) 负荷以-5%FP/min的速度由100%FP降到15%FP线性变化。

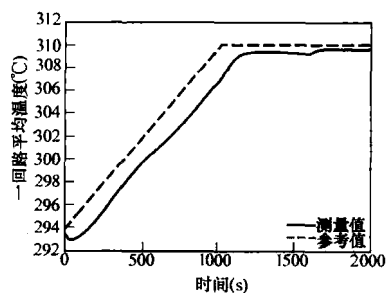


图 2.5-26 一回路平均温度变化曲线

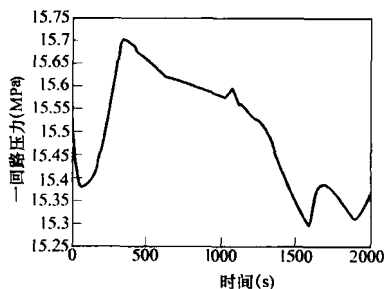


图 2.5-27 一回路压力变化曲线

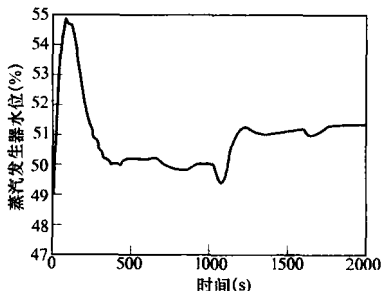


图 2.5-28 蒸汽发生器水位变化曲线

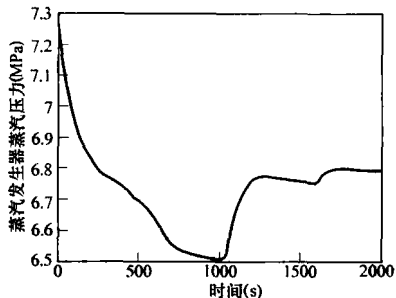


图 2.5-29 蒸汽发生器蒸汽压力变化曲线

在此瞬态工况下，一、二回路部分参数在2000s内的变化曲线如图 2.5-30~图 2.5-33 所示。

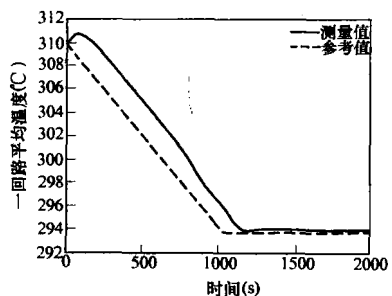


图 2.5-30 一回路平均温度变化曲线

从图 2.5-26~图 2.5-33 的参数变化过程可以看到，当负荷以 $\pm 5\% \text{FP/min}$ 的速度从初始负荷线性变化到预定负荷的过程中，虽然一回路的温度、压力和蒸汽发生器的水位、压力在瞬态初期及过渡时间内均产生不同程度的振荡，但在 NSSS 控制系统作用下，各物理量都最终稳定在各自的设定值上。

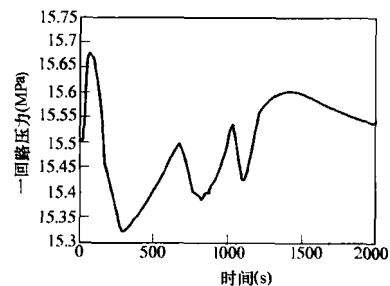


图 2.5-31 一回路压力变化曲线

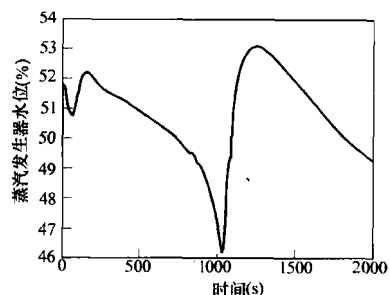


图 2.5-32 蒸汽发生器水位变化曲线

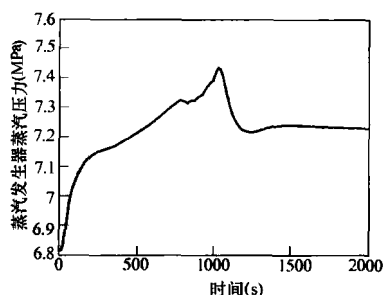


图 2.5-33 蒸汽发生器蒸汽压力变化曲线

2.7.3 从满功率降到厂用负荷运行时的动态特性

从满功率降到厂用负荷运行瞬态发生在电厂从电网解列的情况下，此时反应堆功率不能像汽轮机负荷那样快速变化。因此，采用向凝汽器排放蒸汽的方法提供一个“人为的”负荷。NSSS 控制系统应确保在此过程中通过控制棒的运动和蒸汽的排放将反应堆功率带入厂用负荷设定值。该瞬态下，2000s 内部分参数的变化曲线如图 2.5-34~图 2.5-37 所示。

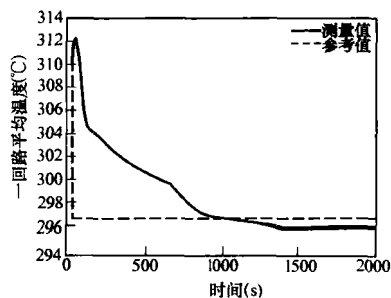


图 2.5-34 一回路平均温度变化曲线

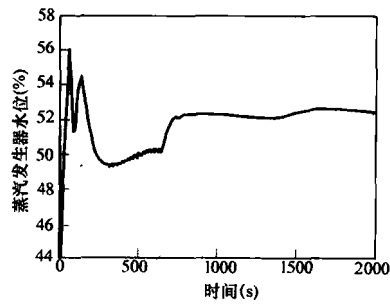


图 2.5-35 蒸汽发生器水位变化曲线

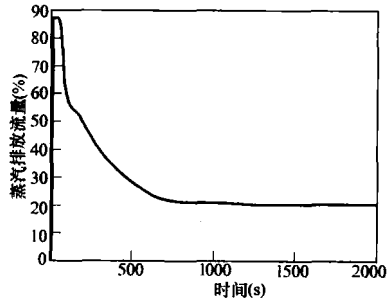


图 2.5-36 蒸汽排放流量变化曲线

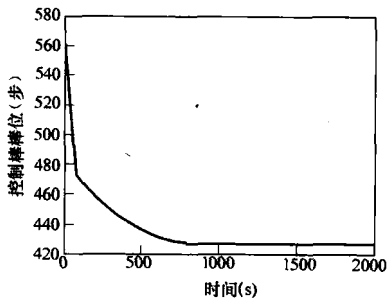


图 2.5-37 控制棒棒位变化曲线

从满功率降到厂用负荷运行(甩负荷工况)对NSSS系统来说是一个非常不利的瞬态工况,对电厂运行的扰动更为严酷。因此该瞬态工况下对控制系统的要求更高,各过程参数在变化过程中的幅值与前面的几种瞬态工况中的情况相比均有所增大,振荡次数也有所增多。由于蒸汽向凝汽器的排放(如图2.5-36所示)和控制棒的下插(如图2.5-37所示)及其他控制系统的协调动作,反应堆功率最终稳定到厂用负荷的设定值上。

2.7.4 满功率紧急停堆时的动态特性

满功率紧急停堆瞬态工况下的部分参数的变化曲线如图2.5-38~图2.5-41所示。

图2.5-38~图2.5-41表示了从满功率到紧急停堆瞬态工况下一回路的温度、压力,蒸汽发生器的给水流量和蒸汽流量、蒸汽发生器的水位在300s内的变化过程。在反应堆

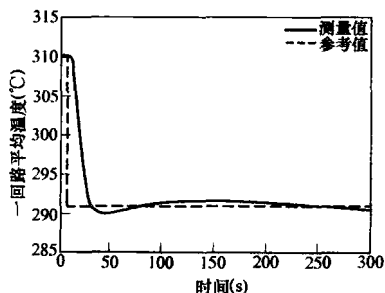


图 2.5-38 一回路平均温度变化曲线

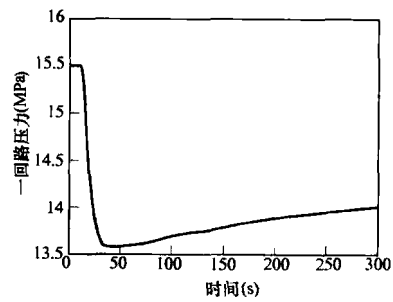


图 2.5-39 一回路压力变化曲线

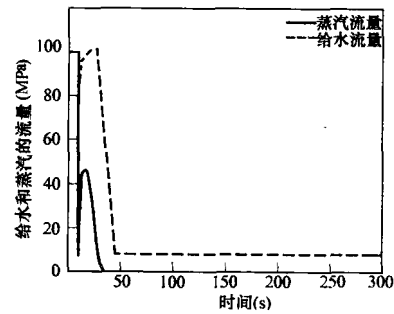


图 2.5-40 蒸汽发生器的给水流量和蒸汽流量变化曲线

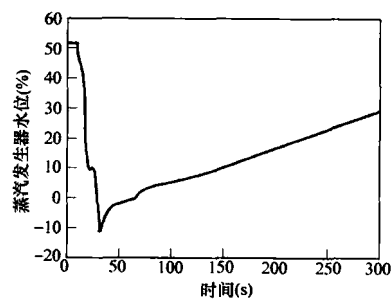


图 2.5-41 蒸汽发生器水位变化曲线

紧急停堆之后,为了避免启动辅助给水系统,设置了一个时间延迟。在这一时间内,通过蒸汽发生器给水旁路调节阀维持约10%的给水流量,使蒸汽发生器的水位逐渐上升,并返回到正常范围内。

2.7.5 小结

通过上述典型瞬态下各物理量的动态变化特性可知:在所有的典型瞬态中,由于各控制系统的干预及协调作用,物理量在变化过程中的峰值得到抑制,各物理量在经过几次振荡后均稳定到其设定值;在整个瞬态过程中,不会因物理量的超调而引起反应堆保护系统的动作。

3 反应堆保护系统

反应堆保护系统是安全系统中重要的系统之一,它对核电厂安全可靠地运行起着重要的作用。反应堆保护系统根据核电厂安全重要参数的异常变化,对停堆断路器和安全驱动器进行控制,保护反应堆,减轻或限制事故的后果。

反应堆保护系统的设计和设备制造应严格遵守国家规定的有关法规和标准。在此前提下,其系统结构和选取的保护参数等对于不同的核电厂可以不尽相同。保护系统设备除了基于模拟技术以外,随着技术的发展也可以基于数字技术。本文若无特殊说明,基本上都以我国自主设计的秦山第二核电厂反应堆保护系统为例进行描述。

3.1 系统范围

反应堆保护系统包括从探测器（敏感元件）到安全驱动器输入端的所有设备。从获取对反应堆安全重要的物理参数（温度、压力、流量、反应堆冷却剂泵转速和中子注量率等）的探测器开始，经逻辑处理，输出电路，最后将触发安全驱动器动作的指令信号传输给安全驱动器，控制执行机构的动作，完成保护功能。该保护系统的组成如图 2.5-42 所示，它通常包括以下三个部分。

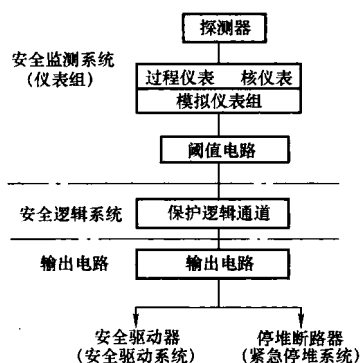


图 2.5-42 反应堆保护系统组成示意图

(1) 安全监测系统（仪表组）。本系统包括监测各类物理参数的探测器、信号调理和处理电路、阈值电路等仪表。

监测系统分过程参数监测和核参数监测两部分。由阈值电路将测量的模拟量转换成开/关信号，当被测物理参数超过安全分析规定的限值时，给出保护动作的初始启动信号。

(2) 安全逻辑系统。本系统包括符合逻辑 1/2、2/3、2/4 以及“或”、“与”和记忆元件等逻辑处理部件。逻辑系统接收初始启动信号并将它们逻辑组合，完成预定的逻辑运算。当满足规定的逻辑条件时，给出系统级的保护动作触发信号。

(3) 输出电路。本系统由两部分组成：

1) 紧急停堆部分。通常由它控制停堆断路器。当反应堆出现不正常的预期工况时，使停堆断路器释放，切断控制棒驱动机构的供电，控制棒在重力作用下快速插入堆芯，停闭反应堆。

2) 专设安全设施驱动部分。当出现异常工况时，触发安全驱动器，使必要的专设安全设施动作，以避免或缓解堆芯或反应堆冷却剂系统设备的受损并保护安全壳的完整性。

反应堆保护系统分紧急停堆系统和专设安全设施驱动系统。此外，为了缓解预期瞬态不停堆工况（ATWS）的后果增设了一套与紧急停堆系统不同的多样性保护系统，通常称为 ATWS 系统。图 2.5-43 表示的是一个反应堆保护系统结构的实例。

由图 2.5-43 看出，有 4 个探测器（根据情况不同也可以是 2 个或 3 个探测器）从反应堆安全壳内送出同一被测保护参数的测量信号，经过位于电气间的 4 路仪表通道进行信号变换和阈值处理，每个仪表通道各送出两路开/关量信号，一路送 A 系列，另一路送 B 系列。这 4 路仪表通道电气上相互隔离，实体上相互分隔（放在不同房间）。

仪表通道送出的每个开/关量信号经隔离组件隔离后送出两路信号，这两路信号再分别送到 X、Y 逻辑通道并在逻辑系统中进行逻辑处理。同一系列内 X、Y 两个逻辑通道进行符合处理后输出停堆信号或专设安全设施驱动信号。两个逻辑通道的符合处理是为了提高系统动作的可靠性；而将系

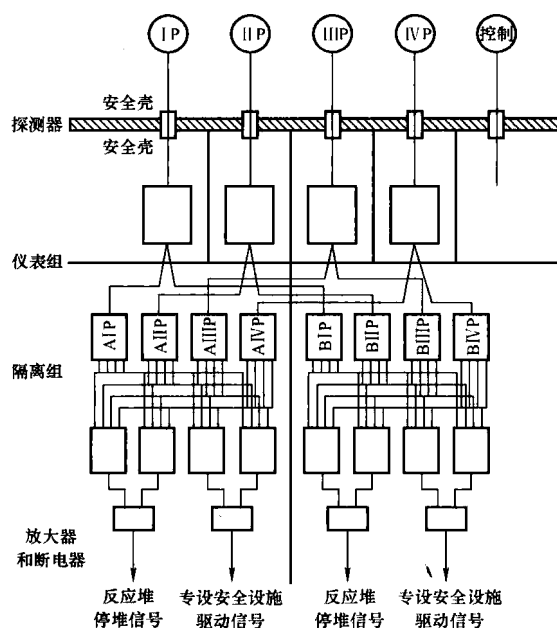


图 2.5-43 反应堆保护系统结构实例

统分为 A、B 两个系列（它们都能触发保护动作）则是为了提高系统动作的安全性。

3.2 功能

3.2.1 紧急停堆系统的功能

当反应堆保护系统监测的保护参数超过规定的停堆整定值时，反应堆紧急停堆系统产生停堆信号，自动停闭反应堆，防止反应堆在不安全运行工况内运行。安全运行工况是通过设备的力学和水力学方面的限制以及热传输等因素来确定的。在任何工况下，一旦测量的物理变量超过停堆整定值时，为了避免燃料包壳的损坏，或避免丧失反应堆冷却剂系统的完整性，防止放射性裂变产物释放到安全壳中，必须停闭反应堆。紧急停堆系统主要执行下列保护功能。

(1) 使停堆断路器释放，依靠重力控制棒快速插入堆芯。也有采用将浓硼溶液快速注入堆芯的方法，作为快速停闭反应堆的一种多样性的停堆手段。

(2) 汽轮机刹车。

3.2.2 专设安全设施驱动系统的功能

当出现超出预期瞬态工况时，例如反应堆冷却剂丧失或蒸汽管道破口这样的假想事故时，除要求紧急停堆外，还需启动一个或多个专设安全设施动作，以避免或缓解对于堆芯和反应堆冷却剂系统设备损害并确保安全壳的完整性。专设安全设施驱动系统的功能就是自动驱动必需的专设安全设施动作。

专设安全设施驱动系统采用经过选择的保护参数，判断实际测量的这些参数是否超过了预先确定的安全限值。如果超过了限值，则将信号输入表征反应堆冷却剂系统或二回路系统边界破裂的逻辑矩阵中。一旦符合所要求的逻辑组合，系统就将驱动信号送往相应的专设安全设施。专设安全设施驱动系统主要执行下列保护功能：

(1) 安全注射。

(2) 安全壳喷淋。

(3) 安全壳 A 阶段隔离（隔离所有对保护反应堆并不必需的管道，以防止裂变产物释放到安全壳外）。

(4) 安全壳 B 阶段隔离（隔离除专设安全设施管道以外所有贯穿安全壳的管道，从而限制放射性对外释放）。

- (5) 蒸汽管道隔离。
- (6) 主给水隔离。
- (7) 启动辅助给水。
- (8) 启动应急柴油机。

3.3 设计基准

3.3.1 紧急停堆系统

紧急停堆系统的功能是维持燃料包壳的完整性,以及维持反应堆冷却剂系统的完整性。

紧急停堆系统的动作限制Ⅱ类工况(中等频度的故障,如反应堆冷却剂流量减少、控制棒组件失控提升等)、Ⅲ类工况和Ⅳ类工况的恶化,以保护堆芯。保护动作主要是触发紧急停堆和汽轮机刹车。在采取纠正措施后,电厂可重新投入运行。紧急停堆系统的特点是限制电厂的运行,即在Ⅱ类工况时不超过反应堆安全极限,并且使由这些事件所引起的一些问题可以得到解决而不使状态恶化。

紧急停堆系统的设计基准是通过对比电厂运行及其状态进行分析而得到的。在这些状态下,必须快速自动地插入控制棒组件,以防止或限制堆芯的损坏或包容反应堆冷却剂的压力边界的损坏。具体要求如下:

- (1) 在任何正常瞬态或常见运行事故(Ⅱ类工况)中,堆芯的 MDNBR 不小于规定的值。
- (2) 发生Ⅱ类工况时堆芯的最大线功率密度不大于规定的值。
- (3) 反应堆冷却剂系统的压力不允许超过规定值。
- (4) 任何Ⅲ类工况可能的后果,放射性产物的释放不致达到减少或阻止公众使用隔离区以外区域的水平。
- (5) 任何Ⅳ类工况下,放射性产物的释放不致对人们的安全和健康产生异常风险。

为了保持燃料包壳的完整性,避免裂变产物的释放,不论反应堆运行在什么工况下都必须防止燃料元件包壳过热。如果堆芯最热点维持在泡核沸腾状态,防止包壳过热的要求通常是能满足的。泡核沸腾状态的上限称为偏离泡核沸腾(DNB),它的特征是传热系数的明显下降,引起燃料包壳过热。在反应堆运行时,偏离泡核沸腾不能被测量到。紧急停堆系统仅测一些可以直接测量的变量(如热功率、反应堆冷却剂的温度和压力等),通过这些变量与 DNB 的确定关系,可防止发生偏离泡核沸腾。

除发生偏离泡核沸腾会使燃料包壳传热明显变坏外,线功率密度过高,也会使燃料温度过高,这两者都可能引起燃料包壳的损坏。

3.3.2 专设安全设施驱动系统

专设安全设施驱动系统的功能是限制Ⅲ类工况(特殊事件,如由于冷却剂系统的小破口而使反应堆冷却剂流失,这样就要安全注射系统动作)的后果和减轻Ⅳ类工况(涉及大量放射性产物释放的假想局面)的后果。专设安全设施驱动系统在Ⅲ类和Ⅳ类工况时启动专设安全设施,减轻或限制事故的后果,也可能在某些Ⅱ类工况时动作。

专设安全设施驱动系统接收反应堆系统和安全壳系统的信号,向专设安全设施系统各子系统的安全驱动器提供自动触发信号。对每个保护动作,在主控室都设置了手动触发控制器。

3.4 设计准则

反应堆保护系统属于核安全级(1E级)设备,它的设计必须遵守国家规定的有关法规和标准,这些法规和标准主

要是:HAD 102/10 核电厂保护系统及有关设施;HAF 102 核动力厂设计安全规定;GB 4083 核反应堆保护系统安全准则;GB 5204 核反应堆保护系统定期试验与监测。

对于数字化的保护系统其软件编制也应遵守相应的标准,如 HAD 102/16 核动力厂基于计算机的安全重要系统软件。

如果需要也可参照有关的国际标准,如 RCC-P 法国 900MWe 压水堆核电站系统设计和建造规则;RCC-E 压水堆核电站核岛电气设备设计与建造规则。

根据这些法规和标准的要求,反应堆保护系统设计应遵循以下设计准则。

3.4.1 自动保护

除非出现危险工况到要求保护动作之间有足够的时(大于 10min),允许操作员手动操作,否则所有保护动作都应是自动触发。保护动作一旦触发就应进行到完成。

3.4.2 单一故障准则

反应堆保护系统具有足够的冗余度,保证不会因为单一故障而失去保护功能。单一故障应考虑发生在本系统内部的、安全支持系统(辅助系统)中的以及由外部原因引起的故障。

3.4.3 冗余

为了使保护系统能满足单一故障准则的要求,提高反应堆的安全性,设计中应采用冗余技术。此外,采用冗余技术还可以做到在反应堆运行时,为了定期试验或进行维修将某些保护通道退出运行。从图 2.5-43 可以看到在该系统结构中有 4 个仪表通道及两个逻辑系列。

3.4.4 符合

为了减少保护系统误动作的概率,应使用符合技术。根据情况选用总体符合、局部符合或总体—局部混合符合的形式。

3.4.5 独立性

独立性是采用冗余技术的前提,它能消除各冗余部分之间有害的相互作用。各冗余通道之间电气上必须是相互隔离的,在实体上应采用距离、屏障等方法相互分隔。

电气隔离要做到隔离装置输出端任何可能的故障(如开路、短路、接地及出现最大可能的电压等)都不影响输入端所连设备的正常工作。保护系统冗余部分由独立的电源供电。

3.4.6 多样性

多样性是冗余的一种形式。多样性主要包括功能多样性和设备多样性。对每个规定的反应堆假设始发事件用不同的物理效应或不同的物理参数来监测。在某些条件下,可用不同类型的设备来测量同一物理参数。运用多样性原则可有效克服共因故障。

3.4.7 定期试验

为了能检测系统内部的故障,并核实系统性能与功能和要求相一致,在反应堆运行期间应对反应堆保护系统进行定期试验。试验不应妨碍保护系统需要时完成其保护功能,也不应产生错误的动作,应尽可能做到整个保护系统都能进行定期试验。试验可以分段进行,但试验段之间应相互重叠。

3.4.8 控制与保护的相互关系

应尽量避免保护系统与控制系统的相互联结。控制系统与保护系统共用探测器时,为了防止控制系统的故障延伸到保护系统,信号传输必须经过隔离装置。

共用部件(主要是探测器或传感器)的故障可能影响控

制系统,控制系统的错误动作可能要求保护系统动作。在这种情况下,相应的保护通道应具有足够的冗余度,即使一个通道故障,并假定另一个通道正在试验也能完成保护功能。

3.4.9 故障安全准则

应尽量保证保护系统内部件发生故障或失去动力源时,系统能趋向于给出保护动作信号,而不是倾向于拒动。

3.4.10 保护动作的手动启动

保护功能除自动启动外,还可以在控制室手动启动保护动作,手动启动所用设备的数量应尽量少,手动启动与自动启动共用的设备应尽量少。

3.4.11 质量鉴定

为了保证在发生任何设计基准事故后,保护系统能完成它的保护功能,保护系统的各种设备应进行质量鉴定。

3.4.12 维修旁通

只有当余下的通道仍满足单一故障准则时,才允许为了试验和维修的目的将一个通道退出运行(维修旁通)。如果这一原则不能满足(例如对于1/2系统),只要旁通的时间间隔足够短,在这一时间内仍在工作的通道的故障率与1/2系统在正常运行中的故障率相当,则允许一个通道旁通。通道的旁通应在控制室有指示。

3.4.13 运行旁通

反应堆保护系统中设置的某些保护功能,只是在核电厂的某种工况下才是需要的。相反,在另外的某种工况下,该保护功能可能是没有用的或者是与运行不相容的。因此,在核电厂从前一种工况转变到后一种工况时,应禁止这种保护功能,这种方式称为运行旁通。

如果运行需要某些保护功能自动或手动旁通,只有当允许条件(P信号)出现才能启动旁通,而当允许条件不满足时旁通必须自动切除。在主控制室应有旁通指示。表2.5-1列出了保护系统中所用的P信号。

3.4.14 信息显示

与电厂状态和反应堆保护系统状态有关的数据应明确地、完整地并及时地显示在控制室。这些显示使操作人员能够跟踪保护系统的运行,在需要的时候启用手动控制。

表 2.5-1 反应堆保护系统 P 信号

P 信号	指 示 状 态
P4	停堆断路器接点打开
P6	核仪表中间量程中子注量率高于定值
P10	核仪表功率量程中子注量率高于定值
P13	汽轮机冲击室压力高于定值
P7	P10 或 P13
P11	稳压器压力低于定值
P12	反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 低于定值
P14	蒸汽发生器(SG)水位高于定值
P16	核仪表功率量程中子注量率高于定值

3.4.15 保护系统设备的接近控制

对于各类人员接近保护系统设备必须受到适当限制。为此,可采用实体安全措施(如箱柜、房间加锁)和行政措施适当结合的方法加以限制。保护系统机柜门的打开在控制室应有指示。

3.5 保护参数

核电厂反应堆保护系统触发保护动作所监测的保护参数由安全分析确定,各核电厂所选取的保护参数不完全相同。

作为例子,下面介绍秦山第二核电厂反应堆保护系统的保护参数。

3.5.1 紧急停堆系统监测的参数

紧急停堆系统监测的参数如下:

- 1) 源量程中子注量率高(由 P6 和 P10 连锁)。
- 2) 中间量程中子注量率高(由 P10 连锁)。
- 3) 功率量程低定值中子注量率高(由 P10 连锁)。
- 4) 功率量程高定值中子注量率高。
- 5) 功率量程中子注量率正变化率高。
- 6) 功率量程中子注量率负变化率高。
- 7) 1号环路反应堆冷却剂流量低或冷却剂泵断路器打开(由 P7 连锁)。
- 8) 2号环路反应堆冷却剂流量低或冷却剂泵断路器打开(由 P7 连锁)。
- 9) 反应堆冷却剂泵转速低(由 P7 连锁)。
- 10) 稳压器压力低(由 P7 连锁)。
- 11) 稳压器压力高。
- 12) 稳压器水位高(由 P7 连锁)。
- 13) 超功率 ΔT 。
- 14) 超温 ΔT 。
- 15) SG1 水位低并蒸汽一给水流量失配。
- 16) SG2 水位低并蒸汽一给水流量失配。
- 17) SG1 水位低低。
- 18) SG2 水位低低。
- 19) SG1 水位高高(由 P7 连锁)。
- 20) SG2 水位高高(由 P7 连锁)。
- 21) 汽轮机刹车信号并凝汽器蒸汽排放不可用(P16 连锁)。
- 22) 安全注射信号。
- 23) 安全壳喷淋信号。

3.5.2 专设安全设施驱动系统监测的参数

专设安全设施驱动系统监测的参数按不同子系统介绍。

- (1) 安全注射和安全壳 A 阶段隔离。
 - 1) 稳压器压力低—低(P11 连锁)。
 - 2) SG1 蒸汽管道压力低—低(P12 连锁)。
 - 3) SG2 蒸汽管道压力低—低(P12 连锁)。
 - 4) SG1 蒸汽管道流量高与同一蒸汽管道压力低符合(P12 连锁)。
 - 5) SG2 蒸汽管道流量高与同一蒸汽管道压力低符合(P12 连锁)。
 - 6) SG1 蒸汽管道流量高与反应堆冷却剂平均温度低低符合(P12 连锁)。
 - 7) SG2 蒸汽管道流量高与反应堆冷却剂平均温度低低符合(P12 连锁)。
- (2) 安全壳压力高 2。
- (2) 安全壳喷淋和安全壳 B 阶段隔离。安全壳压力高。
 - (3) 蒸汽管道隔离。
 - 1) SG1 蒸汽管道压力低—低(P12 连锁)。
 - 2) SG2 蒸汽管道压力低—低(P12 连锁)。
 - 3) SG1 蒸汽管道流量高与同一蒸汽管道压力低符合。
 - 4) SG2 蒸汽管道流量高与同一蒸汽管道压力低符合。
 - 5) SG1 蒸汽管道流量高与反应堆冷却剂平均温度低低符合。
 - 6) SG2 蒸汽管道流量高与反应堆冷却剂平均温度低低符合。
 - 7) 安全壳压力高 3。

(4) 主给水隔离。

1) SG1 水位高高。

2) SG2 水位高高。

3) 安全注射。

4) 反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 低与停堆信号 (P4) 符合 (本信号只是关闭主调节阀, 旁通调节阀置于预定开度)。

(5) 辅助给水系统。

1) 辅助给水电动泵启动: SG1 水位低低 (电动泵延时 8min 启动); SG2 水位低低 (电动泵延时 8min 启动); SG1 水位低低并同一 SG 给水流量低; SG2 水位低—低并同一 SG 给水流量低; 凝汽泵母线电压低; 主给水泵停; 安全注射信号。

2) 辅助给水汽动泵启动: SG1 水位低低 (汽动泵延时 8min 启动); SG2 水位低低 (汽动泵延时 8min 启动); SG1 水位低低并同一 SG 给水流量低; SG2 水位低—低并同一 SG 给水流量低; 反应堆冷却剂泵转速低低 (P7 连锁)。

3.6 运行

本节仍以秦山第二核电厂反应堆保护系统为例, 说明反应堆保护系统在不同工况下的运行。

3.6.1 正常运行工况

在机组正常运行 (功率运行) 期间, 应保证几乎所有的保护功能起作用。但下列停堆功能是被禁止的: ①源量程中子注量率高; ②中间量程中子注量率高; ③功率量程低定值中子注量率高。

从热停堆到冷停堆的冷却过程中, 禁止那些在一定的反应堆状态下不需要的保护功能。

在一定功率水平以上不需要的某些保护功能在提升功率期间是禁止的。相反, 在一定功率水平以下不需要的某些保护功能在降功率期间是被禁止的。

3.6.2 特殊稳态运行

在堆功率低于额定功率的 10% 时, 即 P7 允许信号不出现时, 允许一条反应堆冷却剂环路失去流量或一台冷却剂泵断路器打开而不引起停堆。

3.6.3 特殊的瞬态运行

在事故状态期间, 一个或几个保护参数变化不正常 (超出控制范围) 将触发保护信号, 驱动紧急停堆系统和 (或) 专设安全设施系统, 以限制事故的影响。

3.6.3.1 反应堆冷却剂的丧失

因反应堆冷却剂系统破口使冷却剂流失所引起的瞬态变化取决于破口的大小。

(1) 大破口。反应堆冷却剂系统的大破口会引起以下几个参数极快的变化: ①反应堆冷却剂系统几乎瞬间降压; ②安全壳内温度和压力升高; ③在二次侧, 两台蒸汽发生器压力几乎对称地逐渐下降。

在这一瞬态期间, 将发出以下几个保护信号, 引起紧急停堆并驱动专设安全设施系统: ①稳压器压力低停堆; ②稳压器压力低—低, 安注和安全壳 A 阶段隔离并引起停堆; ③安全壳压力高 2, 安注和安全壳 A 阶段隔离并引起停堆; ④安全壳压力高 3, 蒸汽管道隔离; ⑤安全壳压力高 4, 安全壳喷淋和 B 阶段安全壳隔离并引起停堆。

反应堆冷却剂向安全壳的释放将会导致堆芯短暂的裸露。这一事故作为高压安注和低压安注的设计依据。安注和安全壳喷淋的顺序如下:

1) 安注 (SI) 信号引起安全壳 A 阶段隔离。

2) 低压安注 (LHSD) 泵启动, 并将它的出口接到高压

安注 (HHSI) 泵的入口。

3) 高压安注 (HHSI) 泵启动, 把硼酸箱中的溶液注入反应堆冷却剂系统中。

4) 当反应堆冷却剂系统压力下降到低于安注箱压力时, 安注箱开始向冷端注入。

5) 压力继续下降, LHSI 泵将硼酸溶液直接注入冷却剂系统。

6) 在安注的同时, 由安全壳压力高 3 信号启动蒸汽管道隔离。

7) 由安全壳压力高 4 信号驱动安全壳喷淋和安全壳 B 阶段隔离, 喷淋系统将换料水箱中的水从安全壳的顶部喷淋下来, 降低安全壳内水—蒸汽混合物的压力和温度, 喷淋还可降低安全壳大气中碘的含量。

8) 流失的反应堆冷却剂和安全壳喷淋水逐渐在安全壳地坑中积累, 当换料水箱达到低低水位时, 自动启动再循环, 即 LHSI 泵的吸入端从原来的换料水箱转到安全壳地坑, 喷淋泵的吸入端也转到地坑。

9) 在安注系统启动 5min 后, SI 信号可以清除。安注系统运行的最后阶段, 要求某些阀门的位置不同于安注状态时的位置, 因而需要清除安注信号。信号清除后, 驱动器仍保持原来的位置, 驱动器需手动复位。

10) 事故发生 10h 以后, 由操纵员确定同时向冷端和热端的再循环注入, 防止压力容器内硼浓度的增加。

(2) 中等破口和小破口。在较小破口时, 瞬态过程的发展较为缓慢, 停堆和安注信号的产生比较晚。此外, 可能达不到安全壳压力高 3、高 4 定值, 安全壳喷淋系统不会投入工作。

在小破口事件中, 在瞬态开始后几分钟可能只产生稳压器压力低停堆信号和稳压器压力低—低安注信号。此时, 操纵员应采取如下措施:

1) 在非常小的破口事件中, 应补偿泄漏流量, 按正常程序将反应堆转为冷停堆状态。

2) 在小破口事件中, 应停止安注而启动余热排出系统。

3) 在中等破口事件中, 应停止反应堆冷却剂泵。

3.6.3.2 反应堆冷却剂系统通过稳压器失压

引起这一事故的原因可能是反应堆冷却剂系统压力控制系统故障, 或者是错误地打开主喷淋阀、辅助喷淋阀或稳压器安全阀。

(1) 在这类事故中, 反应堆冷却剂系统压力快速下降, 稳压器水位上升。如果蒸汽释放到稳压器卸压箱, 则卸压箱爆破盘会有破裂的危险, 因而反应堆冷却剂可能通过爆破盘释放到安全壳。

瞬态过程中产生的保护信号有: ①超温 ΔT 停堆; ②稳压器压力低停堆; ③稳压器压力低—低安注和安全壳 A 阶段隔离。

万一错误地打开安全阀, 自动保护功能会使隔离阀关闭, 自动保护的整定值比 P11 低。

(2) 如果瞬态过程发展较慢, 在安全注射动作以前操纵员可以采取如下措施: ①一旦达到 P11 定值, 关闭安全阀隔离阀; ②关闭开启的喷淋阀; ③手动启动安注。

3.6.3.3 蒸汽发生器 (SG) 传热管破裂

蒸汽发生器传热管破裂使反应堆冷却剂泄漏到 SG 二次侧。如果卸压阀或蒸汽发生器安全阀是打开的, 就会有放射性产物释放到大气中的危险。

蒸汽发生器传热管破裂与反应堆冷却剂系统小破口可以归为一类, 不同之处在于破管时安全壳内的环境条件 (相对

湿度、温度、压力)保持不变。

(1) 蒸汽发生器传热管破裂的特征。

1) 在安全注射启动以前,可以在蒸汽发生器的排污物中检测到超常的放射性。

2) 如果凝汽器是可用的,在凝汽器抽气器的排气口处有强的放射性。

(2) 在蒸汽发生器破管瞬态过程中产生的保护信号有:①稳压器压力低停堆;②稳压器压力低低安注和安全壳 A 阶段隔离。

(3) 在安注系统和辅助给水系统启动以后,可以证实对事故的判断,并通过监测蒸汽发生器水位来鉴别泄漏的蒸汽发生器。当辅助给水系统流量恒定时,破管的 SG 水位上升最快(在蒸汽发生器给水系统正常给水隔离以前,蒸汽发生器水位控制补偿反应堆冷却剂的二次侧泄漏),以此可判别破管的蒸汽发生器。

蒸汽发生器应尽快隔离,以最大限度地减小污染的蒸汽向大气可能的释放,使反应堆冷却剂向二次侧的泄漏被迅速制止。

3.6.3.4 二次侧系统中蒸汽的流失

蒸汽管道(主蒸汽管道或支管)破裂或者错误地打开蒸汽发生器的释放阀和安全阀,将造成蒸汽的不可控释放。

事故发生时二次侧系统中蒸汽流量突然增加,这将导致反应堆冷却剂系统能量的大量释放,冷却剂的平均温度和压力下降。冷却过程中,慢化剂负温度系数的影响会减小停堆时负的反应性裕量。假定一根最大价值的控制棒卡在堆芯以外,反应堆有可能重返临界。为此,设计了注硼系统来应付这一事故。

反应堆冷却剂系统和二次侧系统参数的变化,以及事故后的过程取决于反应堆的初始状态、破口的大小以及破口的部位(安全壳内或外)。最严重的情况是在安全壳内主蒸汽管道发生圆周断裂,而反应堆处于热停堆状态。

(1) 反应堆处于热停堆状态。在热停堆状态下,原来可能发出的紧急停堆信号被连锁功能禁止。但是,可通过安注信号实现紧急停堆。

根据破口大小,由不同的保护信号驱动安注和蒸汽管道隔离(破口尺寸由大到小)。

1) 蒸汽管道压力低与蒸汽流量高符合驱动安注和蒸汽管道隔离。

2) T_{avg} 低低与蒸汽流量高符合驱动安注和蒸汽管道隔离。

3) 稳压器压力低低驱动安注。

(2) 反应堆处于功率运行状态。由紧急停堆信号或 SI 信号(大破口时)实现停堆。

根据破口大小,实现停堆的信号为(破口尺寸由大到小):

1) 蒸汽管道压力低与蒸汽流量高符合驱动安注并停堆。

2) 功率量程中子注量率变化率高停堆。

3) 功率量程中子注量率高停堆。

4) 超功率 ΔT 停堆。

5) 超温 ΔT 停堆。

此外,在瞬态初期,在受影响的蒸汽发生器中出现沸腾,这台蒸汽发生器将发出“SG 水位高高”的紧急停堆信号。

对这些事故的分析表明:为防止堆芯的沸腾,在足够早的时候已发出停堆信号。之后,根据破口的大小、参数的波动可能引起 SI 系统的动作。

(3) 与反应堆初始状态无关的一些工况。如果破口发生在安全壳外且泄漏流量足够小,不足以产生“蒸汽流量高与蒸汽管道压力低或 T_{avg} 低低符合”信号,蒸汽管道隔离不动作,在这种情况下应手动进行隔离,以便分析破口的性质和部位。

如果破口发生在安全壳内,必须隔离正在泄漏的蒸汽发生器的辅助给水,而正常给水已经由 SI 信号隔离。在这种情况下会产生如下一些保护信号:

1) 安全壳压力高 2,安注和安全壳 A 阶段隔离。

2) 安全壳压力高 3,蒸汽管道隔离。

3) 安全壳压力高 4,安全壳喷淋和安全壳 B 阶段隔离。

这种事故与破口发生在安全壳外不同,它可能驱动安全壳喷淋。当安全壳内的状态再次为可接受时,应停止喷淋。

这种事故要求根据蒸汽泄漏后的环境条件对某些设备进行质量鉴定。这些设备包括余热排出系统泵电动机、余热排出系统和化容控制系统的某些阀门(上冲阀、下泄阀等)。

3.6.3.5 蒸汽发生器至止回阀间给水管道破裂

这种事故导致受影响的蒸汽发生器部分或全部失去给水,并且水从蒸汽发生器向破口泄漏,使得二次侧系统传递能量的能力下降,冷却剂系统的压力和温度上升;未受影响的蒸汽发生器蒸汽流量突然增加,蒸汽压力减小。

(1) 在这一瞬态过程中,根据破口大小和部位的不同,可以产生如下保护信号。

1) 任一蒸汽管道压力低与蒸汽流量高符合引起安注,并引起停堆和蒸汽管道隔离。

2) 任一蒸汽管道压力低低引起安注,并引起停堆和蒸汽管道隔离。

3) 任一蒸汽发生器水位低与蒸汽—给水流量失配符合引起停堆。

4) 任一蒸汽发生器水位低低停堆。

(2) 根据下列信号启动辅助给水。

1) 任一蒸汽发生器水位低低与同一蒸汽发生器中给水流量低符合。

2) 任一蒸汽发生器水位低低延时信号。

3) 安注信号。在辅助给水系统启动以后,向未受影响的蒸汽发生器只提供了辅助给水总流量的一小部分,其余的通过破口流失。因此,根据堆芯余热的多少,反应堆冷却剂系统的温度和压力继续增加。由于质量与能量向安全壳释放,还可得到如下一些保护信号:安全壳压力高 2 安注;安全壳压力高 3 蒸汽管道隔离。

3.6.3.6 安注误动作

虚假的 SI 信号及虚假的阀门打开和(或)安注泵启动信号都能引起安注系统误动作,前者还同时引起紧急停堆。

安注误动作引起稳压器水位和反应堆冷却剂压力的变化。开始时水位和压力下降,如果在安注的同时没有引起停堆,则此时实现停堆并使汽轮机刹车。此时,反应堆冷却剂平均温度的迅速下降被制止。

在稳压器喷淋系统的作用下,反应堆冷却剂温度变得稳定,稳压器水位逐渐上升。操纵员必须采取手动操作,使稳压器水位不再继续上升,否则稳压器将完全充满。

3.6.3.7 其他事故状态

(1) 触发核保护或 ΔT 保护的事故。

1) 控制棒组件下落。控制棒组件的下落立即引起反应性的减小和堆功率的减小。但由于反应堆控制和(或)温度反馈的影响,核功率水平再次上升,局部地方的核功率水平比落棒前还高,这将引起功率径向倾斜,有可能导致偏离泡

核沸腾。这一事故作为“中子注量率负变化率高”引起停堆的设计依据。

2) 一组控制棒组件弹射。弹棒事件引起核功率突然增加、在弹射的控制棒组件周围区域有明显的径向倾斜以及由于组件钩爪罩上的破口而导致冷却剂系统降压。

如果压力下降不明显,则“稳压器压力低”和“超温 ΔT ”停堆定值可能达不到。同样,尽管功率上升,依据初始功率水平,反应堆功率也可能达不到“中子注量率高”停堆定值。这一事故作为“中子注量率正变化率高”引起停堆的设计依据。

3) 控制棒组件不可控提升。这一事故引起反应性不可控增加,导致核功率和反应堆冷却剂平均温度的上升。如果不可控提升不终止,最终将导致偏离泡核沸腾(DNB)。针对这一事故,有效的保护信号是“中子注量率高”和“超温 ΔT ”停堆信号。

4) 硼酸不可控稀释。这一事故的影响以及由此而要求保护系统执行保护功能的需求取决于反应堆的初始状态。

反应堆功率运行时,如果控制棒组件处于自动控制下,硼稀释引起控制棒组件缓慢的下插,以维持反应堆冷却剂平均温度在规定的数值。D棒组的低和低位棒位报警告诉操纵员发生了稀释事件。

反应堆功率运行时,如果控制棒组件处于手动控制下,硼稀释的影响相当于控制棒失控提升,最终由“超温 ΔT ”停堆来终止这一事故。

在正常的热停堆和冷停堆状态下,要求有一定数目的控制棒组件提出堆芯,以便在硼稀释事件时能实现停堆。在换料和维修期间的停堆状态下,控制棒组件是全部插入堆芯的,操纵员得到指示硼稀释的报警信号后有足够的时间进行处理来阻止稀释。

5) 原来不工作的一条冷却剂环路突然启动。一台原来不工作的冷却剂泵突然启动使流量突然增加,在反应性反馈系数的影响下引起反应性和核功率水平的增加。由“功率量程中子注量率高”实现停堆,防止堆芯达到 DNB。

6) 负荷过度增加。二次侧系统中蒸汽流量快速增加,引起堆芯热功率与蒸汽发生器输出功率之间出现不平衡,而引起下列变化:①热端和冷端间冷却剂温度差的增加;②如果反应堆为自动控制状态,则控制棒组件提升,而冷却剂平均温度可能下降;③如果反应堆为手动控制状态,则冷却剂平均温度的下降引起核功率增加和反应堆冷却剂压力下降。此时,由“超温 ΔT ”、“超功率 ΔT ”和“稳压器压力低”停堆信号保护堆芯。

7) 负荷减小。负荷减小(汽轮机刹车、凝汽泵停运)降低了二次侧系统从反应堆冷却剂系统中导出能量的能力,使反应堆冷却剂系统压力和温度上升。“超温 ΔT ”和“稳压器压力高”信号将触发停堆。

(2) 影响冷却剂泵运行的事故。影响冷却剂泵运行的事故有:外电源丧失、电压下降、泵转子卡住等。这些事故作为“冷却剂流量低”和“冷却剂泵转速低”引起停堆的设计依据。

(3) 主给水丧失。主给水丧失降低了二次侧系统从反应堆冷却剂系统中导出能量的能力,其结果是反应堆冷却剂系统压力和温度上升。针对这一事故要求紧急停堆和启动辅助给水系统。

1) 根据下列信号紧急停堆:任一蒸汽发生器水位低与蒸汽—给水流失量符合;任一蒸汽发生器水位低。

2) 辅助给水系统启动:任一蒸汽发生器水位低与同

一蒸汽发生器给水流失量符合,立即启动;任一蒸汽发生器水位低—低,延时(8min)启动。

3.6.4 启动和正常停堆

3.6.4.1 从冷停堆到热停堆的启动过程

从冷停堆状态开始升温 and 升压,在达到热停堆状态以前,应使某些原来不起作用的保护功能起作用,它们是:

(1) 通过取消 P11 连锁,使稳压器压力低信号重新起作用(安注)。

(2) 通过取消 P12 连锁,使蒸汽流量高与 T_{avg} 低或蒸汽管道压力低符合信号重新起作用(安注并蒸汽管道隔离)。

(3) 通过取消 P12 连锁,使蒸汽管道压力低信号重新起作用(安注并蒸汽管道隔离)。

3.6.4.2 逐级提升功率

由堆外核测量仪表提供保护信号。堆外核测量仪表有 3 个重叠的量程:2 个源量程、2 个中间量程和 4 个功率量程。在逐级提升功率时,要求操纵员在高一级量程的核仪表通道得到允许信号后手动闭锁低一级量程的保护功能,从而防止误停堆。

功率超过 P6 定值时,必须手动闭锁源量程停堆功能,为此每个系列设置一个闭锁开关,闭锁时每个开关都必须操作。源量程停堆功能闭锁后,经过延时切断源量程通道电源,保证在切断电源时,源量程停堆功能已被闭锁。允许信号 P10 作为 P6 的补充,超过 P10 定值自动闭锁源量程停堆保护。

当功率超过 P10 定值时,必须手动闭锁中间量程和功率量程低定值停堆保护,在闭锁停堆保护的同时还闭锁停堆信号,以便能继续提棒,使功率得以提升。和源量程一样,每个系列有一个闭锁开关,必须手动操作。

当反应堆达到 10%满功率时产生 P7 信号,使下列停堆成为可能:①稳压器压力低;②稳压器水位高;③任一环路反应堆冷却剂流量低;④任一反应堆冷却剂泵断路器打开;⑤反应堆冷却剂泵转速低;⑥蒸汽发生器水位高一高。

当反应堆达到或大于 30%满功率时,产生 P16 信号,在凝汽器或凝汽器蒸汽排放不能使用时,由汽轮机刹车信号引起紧急停堆。

3.6.4.3 功率下降

允许信号 P16 消失后,由汽轮机刹车信号引起停堆功能被闭锁。即使凝汽器或凝汽器蒸汽排放不可用,也不会引起停堆。

允许信号 P10 消失后,相应的停堆功能恢复(中间量程中子注量率和功率量程低定值中子注量率停堆信号)。

允许信号 P6 消失后,源量程通道通电,经过短时间延时后,相应的停堆功能恢复。

3.6.4.4 热停堆到冷停堆的停堆过程

在反应堆冷却剂系统降压和冷却的过程中,需要禁止在 3.6.3 节中描述的 SI 信号,以防止给出虚假的 SI 信号。当达到冷停堆所要求的硼浓度时,这些保护功能已经不再有用。

在允许信号 P11 和 P12 出现后,操作闭锁开关实现闭锁功能。如果需要恢复保护功能,例如因为硼浓度不合适,或因为中间停堆状态延续的时间过长等原因,可以手动恢复这些保护功能。

3.6.5 其他运行工况

3.6.5.1 外电源丧失

外电源丧失使反应堆冷却剂泵和主给水系统停止工作。

根据反应堆冷却剂泵转速低与 P7 的符合信号,使电站

转换为厂用负荷运行。甩负荷后发电机可以回到它的额定转速，并避免停堆。这一系统不属于反应堆保护系统。

如果这种转换失败，则根据冷却剂泵转速低低与 P7 的符合信号，或根据冷却剂流量低信号实现停堆。

在二次侧，凝汽泵母线电压的丧失使辅助给水电动泵启动；反应堆冷却剂泵转速低低与 P7 符合信号启动辅助给水汽动泵。

在额定功率的 10% 以下，控制棒供电电源上电压的丧失使控制棒组件下插时，可能不出现中子注量率变化率高停堆信号，操纵员必须手动确认停堆，并在必要时启动辅助给水汽动泵。

3.6.5.2 负荷减小

负荷减小使二次侧系统导出反应堆冷却剂系统能量的能力降低，为此设计有凝汽器排放系统。正确利用凝汽器排放，可避免保护装置的动作。

如果凝汽器排放不可用，将导致冷却剂系统的压力和温度迅速上升，这时由超温 ΔT 或稳压器压力高引起停堆。

在所有工况下确保对反应堆的保护措施主要有：

- 1) 保证 DNBR 高于规定值。
- 2) 由稳压器喷淋和安全阀有效地限制反应堆冷却剂压力。

3.7 ATWS 缓解系统

为了解决预期瞬态不停堆 (ATWS) 工况的有关问题，增设了一套与紧急停堆系统不同的多样性的保护系统，称为 ATWS 系统。在发生预期瞬态不停堆工况时，利用该系统可启动辅助给水和汽轮机刹车等保护功能，并再次给出紧急停堆的信号。对预期瞬态不停堆工况的研究表明：如果辅助给水系统能启动，汽轮机能刹车，则 ATWS 的后果是可以接受的。

ATWS 系统是一个附加的系统，作为保护系统的补充。它并不要求完全满足反应堆保护系统必须满足的所有设计准则。

ATWS 系统监测蒸汽发生器的给水流量，由核仪表的中间量程产生运行连锁信号。当给水流量小于定值和核功率高于定值时，可给出保护动作信号。

4 反应堆核测量系统

反应堆核测量系统分为堆外核测量系统和堆芯核测量系统。

反应堆的全部能量是堆内核裂变所释放出能量的总和。全部能量的 90% 以上是直接由裂变产生的，另一部分是由核蜕变时释放的各种射线间接作用产生的。中子是核裂变的产物，核反应堆的功率水平被认为是与活性区的中子注量率成比例的。因此，反应堆功率的测量是建立在测量中子注量率基础上的。

利用这种方法测量反应堆功率，响应快、量程宽，还可以方便地测得功率的变化速率，为操纵人员提供监测信息，为保护系统和功率调节系统提供必要的数据和信号。

对大型核电站，反应堆的安全运行不能只依靠从堆外核测量系统取得数据，还必须从堆芯核测量系统获取信息，以便能够确定堆芯是否工作在预选确定的安全限度内。

4.1 堆外核测量系统

反应堆核功率测量由堆外核测量系统完成。该系统的作用是为操纵员提供反应堆装料、停堆、启动和功率运行各种

工况下的反应堆状态信息，即监测反应堆功率、功率变化率及功率分布，并为保护系统提供信息，实现保护功能。

反应堆从完全停闭状态到满功率，功率变化达 10 个数量级，如果使用一种探测器和测量电路是很难完成这样大范围的监测任务。为此，运行通常把整个测量范围分为源量程、中间量程和功率量程 3 个区段来完成。分别采用不同的探测器和测量电路，3 个量程相互重叠，这可以保证整个测量范围功率水平测量值的连续性、读数互相校核和信号互相连锁。

秦山第二核电厂堆外核测量系统由两个源量程通道、两个中间量程通道、4 个功率量程通道以及辅助通道构成，用于测量反应堆从中子源水平启堆到满功率的中子注量率和注量率的变化率，为操作人员提供反应堆停堆、启堆和运行期间反应堆的状态信息，并向其他系统提供反应堆正常运行和安全保护的信息参数和报警信号。国外一些大型核电站的堆外核测量系统一般都设置了 4 个源量程通道、4 个中间量程通道、4 个功率量程通道，以充分实现系统的四重冗余。本文介绍的具体内容以秦山第二核电厂为例。

4.1.1 系统功能

4.1.1.1 运行功能

堆外核测量系统的功能是连续监测反应堆功率（功率水平）、功率分布及变化。为此目的，堆外核测量系统使用了设置在反应堆压力容器外的一系列测量中子注量率的探测器。

测量的模拟信号被指示和记录，给操纵员提供在堆芯装料（附加仪表用于最初堆芯装料期间）、停堆、启堆和功率运行期间反应堆状态的信息，该系统具有记录高达 200% 满功率的超功率偏离的能力。

核功率信号之一用于控制控制棒的棒速程序和显示反应堆核功率水平。

堆外核测量系统提供了测量中子噪声的电路，这些测量值的分析结果用于评估反应堆内部的振动响应。

当反应堆启堆、停堆时，在控制室和反应堆厂房中给出中子注量率音响指示和警报，以便提醒各方面的人员。

控制机柜中还有一台功率分布监测计算机，为操作员提供与不良中子注量率分布有关的信息、记录和报警。既可在控制机柜上进行操作，也可远程在主控制室进行控制。

4.1.1.2 安全功能

堆外核测量系统的安全功能是在中子注量率达高限值和在中子注量率变化过快时触发反应堆停堆，在中子注量率已达高限值停堆之前，用信号闭锁自动和手动提棒（反应堆启动时除外）。

来自堆外核测量系统的功率信号用于计算 DNBR（偏离泡核沸腾比）和 LPD（线功率密度）及提棒闭锁整定值。

在地震过程中，系统始终保证为保护系统提供保护信息，实现其保护功能。

4.1.2 设计基准

4.1.2.1 设计基础

堆外核测量系统利用来自 3 种独立类型的仪表通道信号，提供 3 个独立的保护和监测区域。

(1) 源量程由两个相同而独立的通道组成，提供在停堆及初次启动期间的冗余中子注量率信号。探测器覆盖了 $(10^{-1} \sim 2 \times 10^5) \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ 的注量率范围，与所需要的量程一致，即 $(11^{-9} \sim 10^{-3}) \% \text{ FP}$ (满功率)。

(2) 中间量程由两个相同而独立的通道组成，可提供冗余的中子注量率信号。探测器覆盖了 $(2 \times 10^2 \sim 5 \times 10^{10})$

$\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ 的注量率范围, 与需要的量程一致, 即($10^{-6} \sim 200$)%FP。

(3) 功率量程由 4 个相同而独立的通道组成, 可提供来自堆芯 6 段的冗余中子注量率信号和一个平均注量率信号。探测器可覆盖($5 \times 10^2 \sim 5 \times 10^{10}$) $\text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ 的注量率范围, 与要求的量程一致, 即($10^{-6} \sim 200$)%FP。

所有仪表的量程可提供运行期间所要求的超功率反应堆的停堆保护信息。仪表量程互相覆盖以保证由源水平开始, 通过中间量程到高功率水平的连续反应堆控制和保护 (见图 2.5-44)。在图 2.5-44 中, 比较来自 4 个功率量程通道的中子注量率测量值, 当水平倾斜超过了目标值时, 触发报警器。

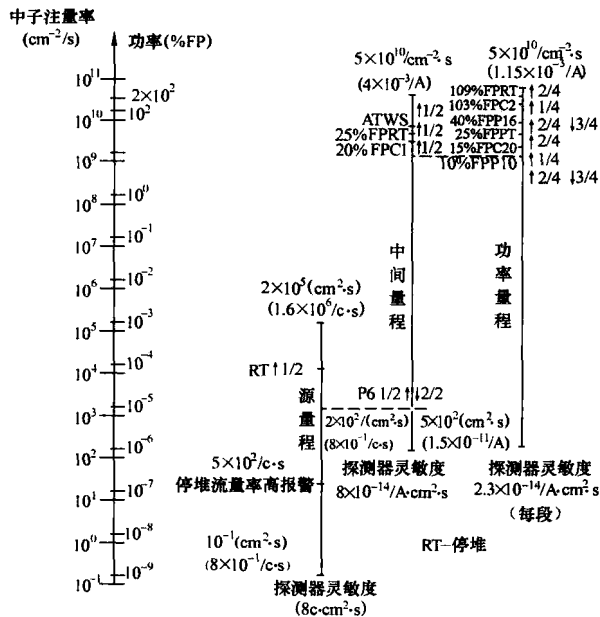


图 2.5-44 中子探测器灵敏度及量程

某些工况 (如连续的启动运行或功率逐步提升时, 需要在较低量程水平的停堆) 下, 在操纵人员手动闭锁以前, 可从下一个较高量程仪表通道送来一个允许信号进行操作。当降功率时, 停堆保护自动复位。

为保证高水平的可靠性, 应采用以下几种措施:

- 1) 中间量程通道应满足事故后监测要求, 通道各个环节均应严格按此要求设计。
- 2) 软件严格区分为安全级及非安全级, 其质量控制必须遵照 IEC880 等标准的有关规定。只能单向由安全级软件向非安全级软件传递数据, 反之被禁止。
- 3) 与其他 NSSS 控制设备一样, 系统设备均满足相关行业标准的要求。
- 4) 设备运行的正确性始终由设备不同部分的自检所控制。
- 5) 提供完成报警和定期试验的方法。
- (4) 安全等级。保护通道 1E 级; 所有其他设备非安全级。
- (5) 质量保证等级。保护通道为 Q1; 控制通道为 Q3; 功率分布监测计算机为 Q3。
- (6) 地震等级。保护设备 1 类; 控制设备无; 其他监测计算机或设备无。
- (7) 鉴定程序 (根据 RCCE)。在安全壳内的源量程 K2; 在安全壳外的源量程、中间量程和功率量程设备为 K3; 在安全壳内的中间量程设备和功率量程设备为 K1; 其

他监测计算机或设备无 K1、K2、K3 鉴定。

(8) 法规和标准。设计采用的主要法规和标准如下:

- 1) HAF102 核动力厂设计安全规定。
- 2) HAD102-10 核电厂保护系统及有关设施。
- 3) GB 4083 核反应堆保护系统安全准则。
- 4) GB 13284 核电厂安全系统准则。
- 5) GBT 5963 反应堆保护系统的隔离准则。
- 6) GBT 13286 核电厂安全级电气设备和电路独立性准则。
- 7) GBT 13629 核电厂安全系统中数字计算机的适用准则。
- 8) GBT 15474 核电厂仪表和控制系统及其供电设备安全分级。
- 9) GBT 15475 核电厂仪表和控制系统及其供电设备质量保证分级。
- 10) EJ529 用于核电厂安全重要系统数字计算机。
- 11) EJ1058 核电厂安全系统计算机软件。
- 12) RCC-E 压水堆核电厂核岛电气设备设计和建造规则。
- 13) RCC-P 压水堆核电厂系统设计和建造规则。

此外, 堆外核测量系统的设计还参照 IAEA 相关导则及 IEC、IEEE 有关标准。

(9) 设计技术。有基于模拟技术的, 也有基于数字技术的。

4.1.2.2 设备设计

通常, 整个仪表柜的设计基于“插件”概念, 每一插件完成特定的功能, 与每一个通道有关的插件安装在同一个机箱中。

从反应堆厂房中的中子探测器到信号处理, 包括连接电缆、保护通道 (I、II、III 和 IV) 都要保持冗余隔离。

冗余通道由 4 个 220V 交流可靠电源供电 (220V 交流保护), 并且设置在实体分隔的 4 个柜中 (它们安装于 4 个分隔的房间中)。辅助通道利用来自冗余通道的信号, 它们设置于一个控制柜中, 并由 220V 交流应急电源供电 (220V 交流控制)。该电源完全独立于 220V 交流保护电源。保护通道安装于 1~4 号保护机柜中。

控制监测通道安装于 5 号控制机柜中, 完成所有的控制功能, 并提供功率分布的监测。

保护机柜向控制机柜传递模拟量和状态数据。

堆外核测量系统通道的故障和试验及功率分布检测计算机故障均在控制室中指示。

4.1.2.3 探测器选择

源量程通道探测器, 一般选用硼衬基正比计数管, 也有使用裂变室。

中间量程通道探测器, 一般选用硼衬基补偿电离室。

功率量程通道探测器, 一般选用硼衬基两段或多段非补偿电离室。

4.1.3 设备描述

堆外核测量系统一般包括 2 个源量程、2 个中间量程和 4 个功率量程构成的 8 个独立保护通道, 每个通道包含有探测器、支架组件、电缆、连接板、标准仪器机箱。探测器在反应堆周围的布置如图 2.5-45 所示。另外, 堆外核测量系统通常含有一个控制机柜, 用于参数的显示、存储、打印及输出, 以及特殊功能部件, 如功率分布监测计算机、数字反应性仪、中子噪声通道等。

堆外核测量系统还包括与上述通道有关的探测器定位装

连接的状态、板卡在机箱里的连接状况、6段信号试验、探测器高低量程选择等事件的自检。

高注量率水平探测器测得的6段电流信号正比于中子注量率,通常将这6个信号分为对应于堆芯上、下部分的两组。

功率量程通道信号处理部分以CPU为中心,主要完成以下功能:①获取经调理和转换部分产生的代表所测非补偿电离室6段电流的数字信号。②获取代表主泵转速变化和一回路平均温度变化的信号。③计算探测器上3段电流的平均值。④计算探测器下3段电流的平均值。⑤加入两个可调参数(K_H 和 K_B)来计算平均功率。⑥加入一个可调参数(α)来计算轴向功率偏差 $\Delta\phi$ 。⑦用传递函数来计算延迟后的功率(延迟时间可调)。⑧计算微分延迟功率(DDP)(它代表了功率变化率,用主泵转速变化和一回路平均温度变化来校准DDP。只有当功率高于10%FP时,才采用该校准,该校准功能可由安装在机柜操作面板上的开关闭锁)。⑨将DDP同两个设定值作比较。⑩将平均功率同阈值比较,并触发继电器输出供保护和控制的信号。⑪管理输出信号的产生(模拟和数字)。⑫通过自检,监测自身的运行状况是否良好。⑬通过外接计算机对参数进行修改。⑭管理安全网络的信息传送。

该通道通过网络,输出功率、功率变化率等各种模拟信号和控制保护逻辑信号,以及系统状态信号等,另还有将探测器第二和五段的中子噪声隔离信号送往控制机柜,用于中子噪声处理。

4.1.3.4 控制机柜

控制机柜主要通过微机实现系统与操作者之间的人机界面,以及同其他系统的接口。机柜接收来自功率量程信号调理部分的模拟信号,以及4个保护机柜信号处理部分通过安全网络传送的信息。控制机柜中的控制计算机执行控制功能,另一台计算机完成功率分布监测功能。

控制功能在控制计算机中执行,通过一个界面友好的用户程序,操作者可通过菜单操作来选择显示内容。可供操作的选项包括:①显示内部参数,操作者可将其与调节值作比较;②显示设定值;③按曲线的形式显示每个通道的测量值。菜单选项对应于不同的运行阶段(停堆、启动和功率运行),结合曲线和数字的图形显示可使所显示的信息更直观。当检测到有故障发生(自检)或信号超过定值时,报警信息自动产生,以提醒操作者;在反应堆停堆和启堆期间,提供在控制室和反应堆厂房内源量程计数率的音响指示。为了保持在全部工作范围内的音响计数率,分频器允许按10,100或1000分频(软件设置),将分频器信号馈送到装在控制室的一个5W的音频放大器上。一个低频放大器用于传输信号到机柜上的扬声器(机箱面板上的选择开关用于控制该音频指示)和安全壳内的一个10W的音频放大器上,3个扬声器均有本地音量控制。控制计算机具有以下功能:①接收来自4个保护机柜的信息;②计算来自4个象限的平均功率;③执行功率高选功能,将功率量程探测器测得的4个功率信号中的最高的一个信号供给棒速控制电路;④通过自检,监测自身的运行状况是否良好;⑤管理向全厂计算机系统馈送信息的串行链。

功率分布监测功能由功率分布监测计算机完成,采用实时或延时屏幕显示表征堆芯运行特性的一定数量的曲线和数值。它执行以下各项功能:①功率偏差与相对功率关系图的绘制,对堆芯状况作出评价;②相对核功率、平均核功率、通道方位倾斜、最大方位倾斜和相对方位倾斜的计算与显

示;③当轴向功率偏差超过定值时产生报警信号。

将用于电厂机组控制的结果显示在控制室的显示器上并作记录。

来自4个保护机柜的中子噪声信号送到控制机柜的中子噪声输出板,提供中子噪声输出的端子,供噪声分析用。

输入到功率分布监测计算机的模拟信号有热段温度、冷段温度、反应堆冷却剂泵转速和稳压器压力。逻辑输入信号有来自棒位测量系统的4个棒位信号、各种控制及状态信号。

送往全厂计算机系统的信息主要有源量程的计数率和倍增时间、中间量程的电流和倍增时间、功率量程的平均功率、轴向功率偏差和6个段电流信号。

用于噪声分析的模拟输出信号有8个中子噪声直流分量信号和8个中子噪声交流分量信号。

4.1.4 系统运行

4.1.4.1 特殊稳态运行

(1)核功率测量以及轴向功率偏差的校验。堆芯的热功率由每日热平衡计算得出。算得的功率再与电子机柜所给出的功率量程通道的指示相比较。若此差值大于2%FP,平均放大器的增益将被调整,以校正功率信号。这种调整是必需的,以确保在正常运行工况下和允许测量误差范围内,反应堆的功率低于102%FP。

每30个满功率天内要同时进行以下测量和验证:

1)测量热功率 P_j 。

2)测量来自探测器的电流 I_{Hj} (探测器上段电流)和 I_{Bj} (探测器下段电流)。

3)用通量图验证,其关系式为

$$P_j \times AO_{INj} - \alpha(K_H I_{Hj} - K_B I_{Bj}) \leq 3\% \quad (2.5-14)$$

$$P_j - (K_H I_{Hj} + K_B I_{Bj}) \leq 5\% \quad (2.5-15)$$

式中: AO_{INj} 为堆内轴向偏移; α 、 K_H 、 K_B 为校准系数。

(2)燃料循环期间内的重新刻度。如果在燃料循环期间的规定间隔内,关系式(2.5-14)和式(2.5-15)没有被验证,则应按定期刻度步骤重新确定系数 α 、 K_H 和 K_B 。

4.1.4.2 功率量程通道运行期间的刻度

在功率运行期间,每个功率量程探测器提供一个探测器上部电流(I_H)和一个探测器下部电流(I_B)。有关的处理单元用于分别计算正比于功率及轴向功率偏差的参数($K_H I_H + K_B I_B$)和($K_H I_H - K_B I_B$)。其中 I_H 是直接来自探测器上部电流,以 μA 表示; I_B 是直接来自探测器下部电流,以 μA 表示; K_H 和 K_B 为核准系数,以%FP/ μA 表示。

参数 α 、 K_H 和 K_B 是由首次电站启动和其后整个电站寿命期间定期确定的系数,所使用的确定方法和细则在试验步骤中给出。

确定系数的根据是:①功率量程电离室的电流;②由每个蒸发器横断面上热平衡测定所确定的堆芯热功率;③经分析后,给出堆芯内轴向偏移的通量图。

轴向功率偏差 $\Delta\phi$ 刻度有效的基本前提是堆外轴向偏移(AO_{exc})与堆内轴向偏移(AO_{INj})之间存在线性关系。此关系被不同功率水平时的结果分析所验证,并且与功率水平无关,其关系式为

$$AO_{exc} = a + bAO_{INj} \quad (2.5-16)$$

或

$$AO_{exc}(\%) = \frac{I_H - I_B}{I_H + I_B} \times 100 \quad (2.5-17)$$

式中: a 和 b 是由最小二乘法所确定的线性回归系数; I_H 为

上部电流； I_B 为下部电流。

在低功率水平时，若电流输出能够在100%FP时达到预定值，所给的来自所有探测器段的电流输出之和与功率水平之间存在线性关系式 $I_H + I_B = KW$ 才是合理的。该关系式在功率提升期间被验证（ K 是由最小二乘法所决定的比例系数，以 $\mu A/\%FP$ 表示； W 是热平衡时的热功率）。

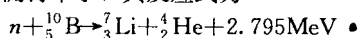
由于系数 a 、 b 和 K 已知， α 、 K_H 和 K_B 能够确定。对于每一功率水平 P_j [见式 (2.5-14) 和式 (2.5-15)]， $P_j - (K_H I_{Hj} + K_B I_{Bj}) \leq 5\%$ 和 $P_j \times AO_{Tj} - \alpha (K_H I_{Hj} - K_B I_{Bj}) \leq 3\%$ 被验证。

由于系数 α 、 K_H 和 K_B 已知，故电子线路将按试验步骤中的每条细则进行校准。

4.1.4.3 正常启动和停机

(1) 源量程通道。源量程通道用于堆芯装载、反应堆启堆和停堆期间。上述运行工况需要最灵敏的探测器。

源量程通道使用 B^{10} 的硼衬基正比计数管，通过 4_2He (α) 的电离，测得中子，其反应式为



因为锂离子及 α 射线 (4_2He) 在气体中产生相当大的电离，因而即使存在强的 γ 场时，也允许进行中子探测。

电子线路包括一个甄别器单元，它设计成能够清除 γ 引起的脉冲，从而仅仅传输中子信号。

预定的高压 (HV) 及甄别器设置将在启动试验步骤中给出。在运行了几百个 $MW \cdot d/Mt(U)$ 后，标绘出探测器的特性曲线和甄别器。

(2) 中间量程通道。中间量程通道使用硼衬基 γ 补偿电离室。使用 γ 补偿电离室的原因是， γ 贡献的电流比中子引起的电流占的份额大。 γ 辐射的影响由两个电离室来补偿，一个为硼衬基电离室，它对中子和 γ 都敏感，另一个是非硼衬基的，它仅仅对 γ 敏感。

收集极为两电离室共用。正和负高压供给高压极，在中心极产生相反的电极。一个电离室提供一个电流 $I_n + I_{\gamma 1}$ ，另一个电离室提供电流 $I_{\gamma 2}$ 。调整负高压以得到 $I_{\gamma 1} = I_{\gamma 2}$ ，这样在中心极仅获得电流 I_n 。

预定的高压和补偿电压设置，以及最终的调整方式在启动试验步骤中给出。

4.1.4.4 控制原理

反应堆监测、控制和保护需要连续地了解所有运行状态的中子注量率，其范围从反应堆启堆到满功率运行，大于10个量级。

在满足所要求的性能和特性的同时，要获得这样的注量率覆盖范围，核仪表系统使用三种不同类型的探测器，各覆盖整个注量率范围的一部分，并有相当数量的重叠。三种探测器是：

- (1) 用于源量程的正比计数管。
- (2) 用于中间量程的硼衬基电离室。
- (3) 用于功率量程的硼衬基多段非补偿电离室。

另外，以平均电流方式工作的可移动裂变室探测反应堆堆芯中子注量率，可提供较好的中子注量率覆盖范围。来自这些电离室的信息用于绘制通量图。这些电离室是堆芯测量系统的一部分（详见堆芯核测量系统）。

4.2 堆芯核测量系统

堆芯核测量系统用于提供反应堆堆芯中子注量率分布。中子注量率的实测数据可用于验证堆芯设计参数。

根据对该系统具体的测量要求，可以采用不同的测量方

法实现系统功能，目前国内外核电厂采用的测量方法主要有移动式微型裂变室测量法、固定式自给能中子探测器测量法和气动球活化测量方法。

由于国内包括秦山第二核电厂、大亚湾和岭澳等在内的大多数核电厂均采用移动式微型裂变室实现堆芯核测量，以下各章节将对这种类型的测量系统进行描述。

4.2.1 系统功能

(1) 堆芯核测量系统在启堆期间的主要作用是：验证堆芯寿命初期时的功率分布是否符合设计要求；验证用于事故分析的热管因子值是否保守；校准堆外核仪表系统；探测可能的堆芯装料错误。

(2) 堆芯核测量系统在反应堆正常运行期间的主要作用是：验证与燃料相对应的功率分布是否符合设计要求；监测各燃料组件的燃料；验证堆外核仪表的校准系数；探测堆芯发生异常情形时的反常现象。

由于堆芯核测量系统仅间断地使用，同时还由于该系统从测量到获得可用数据所需的时间间隔太长，所以该系统在核电厂中不承担安全功能。

该系统的功能是验证用于设计和事故分析的某些设计参数是否合适。当怀疑控制棒错放、燃料装载错误等时，该系统也可用于证实或探测这些错误或异常工况。

在该系统不使用的情况下，反应堆仍可继续正常运行，直到按照运行技术规格书的要求，从最后一次提供通量图起最长不超过一个月，到时需要提供新的通量图（局部的或全堆的）。

4.2.2 设计基准

尽管堆芯核测量系统不承担安全功能，但系统中作为反应堆冷却剂边界的设备（导向管、密封组件和指套管等），应按反应堆冷却剂系统条件进行设计和制造，并符合核电厂安全准则的要求。

在反应堆正常运行期间，堆芯核测量系统是间断式工作，最长一个月应测绘一次中子注量率图。在物理试验期间，该系统需要更加频繁地使用。

整个系统应能够在两次计划停堆之间完成上述功能，而无需运行人员进入到反应堆厂房内进行任何操作。

系统中主要的部件应能互为备用。即使在某些主要的部件（如探测器、驱动单元等）发生故障的情况下，系统仍能用备用方式测量全堆的通量图。

系统应能够长期连续监测密封组件和指套管的泄漏。

4.2.3 设备描述

移动式微型裂变室是探测中子的主要设备，测量时需要多次进出堆芯。为此，系统内配备了一定数量的驱动和控制设备。

根据系统内部各设备的功能和布置，堆芯核测量系统主要由以下几部分设备组成。

(1) 安装在堆坑和堆芯仪表间，用于保证一回压力边界完整性的机械设备，如指套管、导向管、手动隔离阀和密封组件等。

(2) 安装在堆芯仪表间，用于驱动和控制移动式微型裂变室进出堆芯的机电设备，如电动阀、选择器和驱动单元等。

(3) 安装在反应堆厂房环廊，用于为堆芯仪表间的机电设备供电的分配柜。

(4) 安装在电气厂房，起着整个系统测量和控制中枢作用的控制柜。

堆坑和堆芯仪表间内的设备布置详见图 2.5-46。

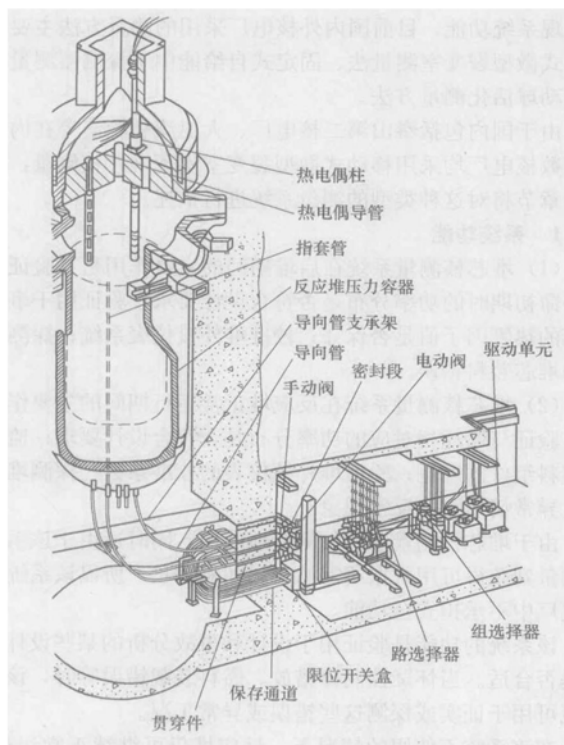


图 2.5-46 堆坑和堆芯仪表间设备布置

不同的核电站，堆芯核设计所确定的测量要求不同，系统的总体规模也有所不同。例如，秦山第二核电站采用 4 个微型裂变室，在 38 根指套管中进行测量，因此整个系统配置了 4 个测量通道；大亚湾和岭澳核电站则采用 5 个微型裂变室，在 50 根指套管中进行测量，因此整个系统配置了 5 个测量通道。下面对上述的各部分设备分别加以描述。

4.2.3.1 机械设备

导向管沿着堆坑底部并通过生物屏蔽墙贯穿到堆芯仪表间内。导向管的一端焊接在反应堆压力容器底部的贯穿件上，另一端焊接在手动隔离阀上。

指套管与反应堆压力容器底部到堆芯仪表间的导向管相通，通过压力容器底部插入堆芯。在反应堆正常运行期间，指套管固定在对应的导向管内；在反应堆换料期间，指套管从给定的堆芯高度抽出到堆芯底部，以避免干扰燃料组件吊装。

指套管在燃料组件顶端靠焊接锥形端塞来实现密封。在正常情况下，其内壁是干燥的。导向管和指套管之间的密封是由密封组件实现的。

在指套管从导向管中抽出的情况下，手动阀能隔离主回路。

4.2.3.2 机电设备

机电设备用于把中子注量率探测器插入堆芯，它分为若干个通道，每个通道连接一支探测器。每个通道由下列部件组成。

(1) 驱动单元。每个驱动单元能推动螺旋形驱动缆进出堆芯和密封管路。连接有同轴电缆的中子注量率探测器固定在驱动缆的末端。每个探测器都用于在指套管里作中子注量率测量，而这些指套管又分别与路选择器相连接。驱动单元主要包括下列部件。

1) 齿轮电动机。齿轮电动机连续运转时能提供足够的动力，将驱动缆及其探测器插入预先设定的任一通路。

2) 驱动轮。驱动轮能将螺旋形驱动缆推入堆芯。驱动轮由齿轮电动机通过一个力矩限制器驱动。当驱动缆沿着驱

动轮运动时，其节距与驱动轮节距相吻合，并在驱动轮的 1/4 圆周上用一根导向链条沿该轮导向。

3) 存储卷盘。驱动缆的存储设备由一个卷盘组成。该卷盘具有足够的由电动机产生的拉紧转矩，以防止在最大速度时、从高速切换到低速时、从低速切换到高速时，以及启动或停止时超出范围。卷盘装备有滑环组件，旋转时可供读出电信号。

4) 位置发送器。位置发送器固定在驱动轮上，在中子注量率测量过程中能送出探测器的位置信号。它能指示探测器在其所能到达的整个通路上的位置。位置读数用于显示，并与预先设置的位置进行比较。当所有探测器全部抽出时（在组选择器的入口处），各位置发送器给出相同的位置信号。

位置测量是通过同步发送器与控制柜上的同步接收器以电信号的方式连接而实现的。

5) 安全装置。中子注量率探测器不能与驱动轮相接触，以避免损坏。因此，当位于驱动单元外侧的安全装置失效时，最终安全装置用 1 个微动开关切断电动机电源，并制动该系统。

6) 加热器元件。每个驱动单元中安装有加热器元件。在冷停堆期间，它处于通电状态，以防止在驱动缆上形成凝露。

(2) 组选择器。具有若干个出口和 1 个入口的组选择器，能将中子注量率探测器从驱动单元分别送到下列任何通路：

- 1) 10 个正常运行方式的通路。
- 2) 10 个备用通路。
- 3) 保存通路。
- 4) 公用参考校准通路。

(3) 带路组选择器的路选择器。具有若干个入口和 1 个出口的路组选择器，能将中子注量率探测器从下列任一组选择器送到自身的路选择器。

- 1) 自身的组选择器。
- 2) 备用组选择器。
- 3) 对公用校准组选择器而言，任何的组选择器。

具有 10 个出口和 1 个入口的组选择器，能将中子注量率探测器分别送到与之相连接的 10 根指套管中。

(4) 10 个电动隔离阀。在连接路选择器出口的每根管道上都安装有 1 个电动隔离阀。电动隔离阀能在指套管破裂的情况下，隔离从堆芯来的蒸汽或水。在选定的被测通路上，电动隔离阀是打开的，当中子注量率探测器和驱动缆抽出后，这些阀门关闭。每个处于打开位置的隔离阀，都可以让探测器和驱动缆自由地通过。

机械设备和机电设备的连接和支撑详见图 2.5-47。

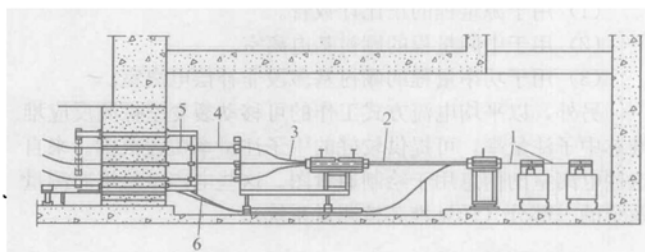


图 2.5-47 机械设备和机电设备的连接和支撑

- 1—驱动单元与组选择器连接；2—组与路组选择器连接；
- 3—路选择器与电动阀连接；4—电动阀与密封组件连接；
- 5—导向管；6—保存通道连接

4.2.3.3 分配柜

分配柜位于反应堆厂房环廊。它构成堆芯仪表间内机电设备与电气厂房内控制柜之间的接口。分配柜的主要功能是：

(1) 为机电设备供电，并提供机电设备与电气厂房内控制柜的接口。

(2) 接收和处理读出控制柜的信号。

(3) 采集来自机电设备（如驱动单元、自动隔离阀、选择器等）的开关信号，并送往控制柜。

分配柜由若干套相同的装置组成，每套装置专用于一个仪表通道，并由位于控制柜内的一个通道控制器进行控制。

4.2.3.4 控制柜

作为整个系统测量和控制中枢的控制柜，主要完成以下功能。

(1) 中子注量率测量功能。微型裂变室是系统中的中子敏感部件。每个裂变室包括一个由 ^{235}U 富集度为90% UO_2 的二氧化铀涂层的中心电极和两个密封的不锈钢外壳，室内充以氦气。裂变室顶端用锥形端塞焊接并密封。探测器外壳连接到驱动缆和同轴电缆的端头。驱动缆是空心的，内有同轴测量电缆，测量装置通过该同轴电缆为裂变室提供电源。同时，裂变室测得的中子注量率电信号也通过该同轴电缆送至测量装置。测量装置通过信号放大和模/数转换等电路对电信号进行采集。

(2) 探测器位置测量功能。中子注量率数据采集在所有探测器同时从堆芯抽出时进行。为了使测量结果能够表征堆芯实际的中子通量率分布，必须确保每次数据采集时所有探测器尽可能位于同一水平面，因此必须对探测器的位置进行实时测量。

位置测量的核心部件为同步发送器、同步接收器和光电编码器。同步发送器位于驱动单元上，与驱动齿轮同轴，当驱动齿轮转动并插入或抽出探测器时，同步发送器也随之转动，并把角位移信号转变为电信号传送给控制柜内的同步接收器。同步接收器再把电信号转变为转轴角位移，光电编码器与接收器同轴，可对角位移进行编码。系统通过累加或递减编码点确定探测器的位置。

(3) 机电设备控制功能。通过控制柜内的主机向同一机柜内的若干个通道控制器发出控制指令。这些指令通过通信线路以数据包的形式传送到分配柜，在分配柜内进行解码后，再通过机柜内的继电器以硬接线方式连接到各个机电设备，以实现其控制（如驱动单元电动机的转动、选择器的旋转就位和电动阀的开闭等）。

同时，机电设备的状态以与上述过程相反的信号编码和传输方式反馈到控制柜内的主机，以便运行人员及时了解系统状态，并进行下一步的自动控制。

(4) 泄漏探测功能。其中包括指套管和密封组件两者的泄漏探测。

1) 指套管泄漏探测。指套管泄漏探测器安装在密封组件和电动隔离阀之间的球形止回阀上。当指套管中发生泄漏时，泄漏探测器的两个电极间发生接触，将电信号送到控制柜。系统运行时通过监控器对连接泄漏探测器的继电器板的状态进行定期扫描，可以判断是否发生泄漏，并确定对应的孔道号。

2) 密封组件泄漏探测。原理同上，区别在于探测器安装于密封组件两道串联的密封之间。无论发生何种泄漏，控制柜都将向电厂主控制室送出报警信号。

(5) 人机接口功能。这些功能由显示器和键盘等设备

完成。

(6) 数据处理功能。中子注量率测量得到的数据需要与代表反应堆运行工况的其他数据相结合，并由专门的软件进行数据处理后，才能确定堆芯的三维功率分布。为此，系统在进行中子注量率测量的同时，还应接收来自电厂计算机系统的反应堆运行工况数据。

4.2.4 系统运行

中子注量率的测量是用最少的动作在所有指套管内沿整个堆芯高度完成的。位于控制柜的计算机通过分配柜控制所有的机电设备（驱动单元、选择器和电动阀）。完整的通量测量包括：

(1) 对所有探测器的校准。

(2) 在每个通道的所有通路中进行的测量。根据运行人员的选择，测量数据可以和从电厂计算机接收到的数据一起被存储到系统的硬盘上。

实时的中子注量率曲线在显示器上显示，并向运行人员提供对中子注量率测量过程的监视。运行人员可选择的指令包括：

(1) 在完成一次探测器进出堆芯操作后，在进行下一次操作前是否需要运行人员干预。

(2) 测量期间是否打印数据。

(3) 测量期间探测器以高速或低速运动。

(4) 测量期间是否接收来自电厂计算机的数据。

(5) 是否需要进行探测器相互校准。

通常，一次中子注量率测量最多包括21次测量操作（1次循环互校准、10次正常测量操作和可能的10次备用测量操作）。每次操作按如下顺序进行：

(1) 组选择器和路选择器旋转到预先设定好的位置，相关的电动阀打开。

(2) 在开始测量之前，系统先检查相关通路是否发生泄漏。如果检测到密封段泄漏，系统给出指示并允许将探测器插入发生泄漏的通路；如果检测到指套管泄漏，系统给出指示并禁止将探测器插入发生泄漏的通路，该通路的电动阀保持关闭。除非泄漏故障已被排除，否则运行人员无法操纵该通路的电动阀。

(3) 通路开启后，相关的驱动单元开始以高速将探测器升至离堆芯顶部20cm处，然后切换到低速，将探测器升至堆芯顶部。同时测量堆芯内的中子注量率，以确定其最大值，从而确定最合适的测量量程（低、中或高）。

(4) 等待所有参与中子注量率图测绘的探测器都到达堆芯顶部。

(5) 以运行人员预先选择好的速度抽出各支探测器，用上升阶段确定的量程进行中子注量率测量数据采集，直到探测器降至堆芯底部。

(6) 当探测器到达距离堆芯底部80cm的位置时，用上述相同的量程测量本底噪声。

(7) 将探测器抽回到起始位置，关闭相应的电动阀，准备下一次的测量。

系统在不用时处于监督运行方式，连续监视来自密封段和指套管泄漏探测器的信息。如果检测到泄漏，可在主控室获得泄漏报警信号，在显示器上指示出泄漏发生的位置。系统主要的运行方式有4种。

(1) 探测器校准。通常，中子注量率图的测绘是从探测器的互校准开始的。互校准用于确定每个探测器的相对灵敏度。将所有探测器同时插入其相邻通道的第1条通路进行中子注量率测量，通过将互校准阶段由某一探测器测得一条通

路的测量结果和正常测量期间由另一探测器测得的该通路的测量结果相比较,可以确定这两个探测器的相对灵敏度。如果知道了各探测器两两之间的相对灵敏度,即可确定所有探测器的相对灵敏度。这种方法称为循环互校准。

将所有探测器依次送入公用校准通路中测量中子注量率,也能够完成互校准。这种方法称为参考互校准。与循环互校准相比,参考互校准需要花费更长的时间,因此仅在循环互校准无法进行(如某一探测器失效)时才用。

用键盘启动中子注量率图测绘,根据显示器上的概貌图,运行人员可跟踪探测器的运动和机电设备的状态。如果探测器在保存通道中,则被抽出到起始位置。此时,为了完成循环互校准,组选择器旋转到备用位置。然后,路选择器旋转就位,相关的电动阀打开。随后,探测器被推进到堆芯顶部时停止,随后被抽出。在这期间沿着整个堆芯高度进行通量测量,探测器抽出堆芯后进行本底噪声测量。完成噪声测量后,探测器被高速抽回到起始位置,循环互校准阶段结束。

(2) 连锁测量。连锁测量方式通过同时运行所有通道,连续地和自动地测量每个通道的各条通路,从而自动完成对各堆芯测量通路的中子注量率测量。

一旦互校准阶段结束,系统开始第二次测量操作。

组选择器旋转到正常位置。由于刚完成了循环互校准,这次测量操作的通路保持不变,所以各个路选择器保持其位置,相关的电动阀保持打开。

进行与前次操作(循环互校准)相同的循环。

当探测器回到起始位置时,本次测量操作结束,开始下一次的测量操作。

组选择器保持原来的位置。由于本次操作要测量的通路与前次不同,所以与前次操作有关的电动阀关闭,然后路选择器旋转到下一位置,相关的电动阀打开。

当最后一次测量操作结束后,探测器被送入保存通道。为此目的,当探测器回到起始位置时,阀门关闭,组选择器旋转到保存位置,探测器被推进到保存通道盒中。

(3) 顺序测量。顺序测量方式同时运行所有通道,但一次只进行一个测量操作,以便运行人员能够决定是改变测量通路还是对同样的通路再次进行测量。

当运行人员想在改变测量通路之前先检查本次测量的结果时可以用这种方式。在两次测量操作之间某些堆芯运行工况被改变的情况下,这种测量方式也可用于比较同一通路中进行的两次连续测量操作的结果。

在每次测量操作(包括互校准)结束时,一旦探测器回到起始位置,系统等待运行人员的指令以便继续进行下一次的测量操作或继续进行对同一组通路的测量操作。

(4) 其他运行方式。主要包括在某些部件出现故障时以另一通道设备进行的备用测量方式、堆芯局部中子注量率图的测量及单通道独立运行等。

4.3 事故后监测系统

4.3.1 系统功能

为确保核电厂安全,必须设置相应的仪表来监测事故期间及事故后(包括长期稳定停堆期间)电厂的状态。事故后监测系统即是为了这个目的而设置的核电厂所特有的一个测量仪表系统。它由在核电厂事故状态下需继续保持监测功能所需要的测量仪表通道组成。该系统的监测仪表使核电厂主控室内的操纵员能够进行以下操作。

(1) 在设计基准事故时,能进行特定的手动操作(在设

置自动控制装置和未设置自动控制装置两种情况下),将电厂置于并维持在热停堆工况或在规定限值内继续进行冷停堆。

(2) 监测反应性控制、堆芯冷却、反应堆冷却剂系统压力边界的完整性、反应堆安全壳的完整性等重要安全功能的执行和维持情况。

(3) 查明可能引起裂变产物屏障(燃料包壳、反应堆冷却剂系统压力边界、安全壳)破裂的变量超过设计基准值的程度以及屏障是否已经破裂。

(4) 查明每个安全系统和安全重要的其他系统运行状态,以确定每个系统是否正在运行或是否能够投入运行,以帮助减轻事故后果。

(5) 监测核电厂厂址边界内排出物排放通道和周围环境,以确定是否有大量放射性物质排放(计划的或非计划的),并连续评估这些排放。

(6) 当单个通道发出了不明确的显示时,可以通过备用或辅助监测用的仪表通道得到要求的信息。

4.3.2 系统组成

为了实现上述目的,事故后监测系统向主控室操纵员提供由现场传感器发出的信息。该系统由现场传感器、测量通道以及显示记录装置组成。这些传感器、测量通道以及显示记录装置,也用于对核电厂正常运行工况的监测。对于以常规的模拟技术为基础的主控室人机操作界面,显示记录仪表主要是按功能布置在控制台或控制盘上的指示仪和记录仪。对于全数字化的主控室,操纵员则是通过安装在后备盘上核安全级的屏幕显示器获取相关信息,同时操纵员也可以通过工作站获取这些信息。

表2.5-2列出了事故后监测系统的监测参数和仪表类型。表中所列显示记录仪表是事故后监测系统的一部分并保证电厂事故后状况的监测,使操纵员能在事故后和事故后的恢复时期采取正确的手动动作。

表中所列监测参数是根据事故时和事故后所需的充分性和可用性选取的。因而,事故发生时不会得不到该事故的信息,而且所需信息的可靠性,对操纵员来说,在事故前、事故中和事故后,操纵员都是知道的。

表 2.5-2 事故后监测参数和仪表

系统	监测参数	仪表类型	目的
主给水系统	蒸汽发生器水位宽量程	R ^①	事故后维持足够排热能力
	蒸汽发生器水位窄量程	R, I ^②	蒸汽发生器传热管破裂后确定恢复规程; 破口事故(LOCA)后保证蒸汽发生器传热管被淹没
堆芯仪表系统	堆芯过冷度	I	指示堆芯过冷度
	堆芯出口温度	I	
核测量系统	中间量程通道中子注量率	I	监测反应堆反应性控制
反应堆冷却剂系统	压力容器水位(宽量程)	I	检测压力容器冷却剂装载量
	压力容器水位(窄量程)	I	
	反应堆冷却剂压力	I, R	事故诊断,帮助事故后冷却操作

续表

系统	监测参数	仪表类型	目的
反应堆冷却剂系统	稳压器水位	I, R	维持适当的冷却剂装量, 蒸汽管线破裂及蒸汽发生器传热管破裂后确定(检测)稳压器水位的恢复
	环路热段温度	R	维持电站于安全停堆状态, 提供自然循环和反应堆过冷度指示
	环路冷段温度	R	提供自然循环和热平衡指示
	稳压器波动管温度	R	给出稳压器饱和状态的确切指示
	稳压器液相温度	R	给出稳压器饱和状态的确切指示
反应堆保护系统	反应堆紧急停堆状态	I, 逻辑	指示反应堆紧急停堆动作
蒸汽发生器辅助给水系统	辅助给水箱液位	I	监测系统运行
	辅助给水流量	I	监测系统运行
余热排出系统	热交换器上游温度	R	监测系统运行
	热交换器下游温度	R	监测系统运行
	余热排出流量	I	监测系统运行
辐射监测系统	安全壳内 γ 辐射剂量率	R	确定事故大小和确定保护公众的行动
	蒸汽发生器排污活度	R	指示从一回路向二回路的泄漏
	蒸汽发生器蒸汽放射性		
	N-16 活度	R	指示从一回路向二回路的泄漏
	总 γ 剂量率	R	指示从一回路向二回路的泄漏
	核辅助厂房烟囱气体排放物中放射性活度(低量程)	R	指示气体放射性物质的排放和确定所需的保护公众的行动
	核辅助厂房烟囱气体排放物中放射性活度(高量程)	R	
主蒸汽系统	蒸汽管线压力	I, R	确定故障类型及恢复的规程
硼和水补给系统	硼酸储存箱液位	I	硼浓度控制
设备冷却水系统	设备冷却水泵吸水流量	I	指示系统运行
安全厂用水系统	安全厂用水泵出口压力	I	指示系统运行

续表

安全注入系统	低压安全注入流量	I	指示系统正常运行
	高压安全注入流量(经硼注入箱)	I	指示系统正常运行
	高压安全注入流量(直接注入)	I	指示系统正常运行
安全壳喷淋系统	安全壳地坑液位	I	指示再循环水量
	安全壳喷淋流量	I	指示系统正常运行
反应堆腔和乏燃料水池冷却和处理系统	换料水箱液位	I	提供安全注入系统和安全壳喷淋系统运行指示, 确定水量
安全壳氢浓度控制和空气监测系统	安全壳压力(窄)	I, R	确定二回路的破口是在安全壳内, 还是在安全壳外
	安全壳压力(宽)	I, R	
	安全壳温度	R	
	安全壳氢浓度	I	
核辅助厂房通风系统	烟囱空气流量	R	指示气态放射性物质的排放和确定所需的保护公众的行动

① R 为记录仪, 对于全数字化的主控室, 则表示后备盘上屏幕显示器显示的监测参数的趋势值;

② I 为指示仪, 对于全数字化的主控室, 则表示后备盘上屏幕显示器显示的监测参数的当前值。

4.3.3 通道性能要求

用于事故后监测的信息显示通道性能要求如下:

- (1) 过程变量的范围。
- (2) 通道要求的测量精度。
- (3) 要求的响应特性。
- (4) 需要进行测量的时间间隔。
- (5) 信息显示通道设备现场工作环境。
- (6) 对信息变化趋势和变化率的要求。
- (7) 对相关信息分组显示的要求。
- (8) 传感器位置、数量的要求。

4.3.4 设计准则

(1) 事故后监测系统的仪表属于安全级, 因此需遵循安全级系统规定的仪表、控制和电气设备的安全准则, 主要包括:

1) 单一故障准则。事故后监测系统中的单一故障不会导致丧失监测功能, 因此对同一监测性质的变量设置两个互为冗余的通道。

2) 通道独立性。为同一监测功能提供信号的通道被分为两个独立的通道, 从实体和电气上进行隔离。

3) 电源。事故后监测仪表由核安全级的设置有各种备用电源及蓄电池组的核电厂重要仪表电源供电。

4) 设备质量鉴定。每台设备根据它所在位置的环境条件进行鉴定, 并且必须按照 GB 12727—2002《核电厂安全系统电气设备质量鉴定》的有关规定进行质量鉴定。质量鉴定范围包括从现场传感器到显示记录仪表的整个仪表通道。对于安装在安全壳内的设备需做抗震和环境鉴定试验, 安装在安全壳外的设备需做抗震鉴定试验。抗震鉴定必须按照 GB 13625—1992《核电厂安全系统电气设备抗震鉴定》有

关规定进行。在安全停堆地震之后,仪表读数应保持在要求的精度范围内,在安全停堆地震期间不要求。

5) 试验。事故后监测仪表系统需进行定期试验、校验、标定。若需要的试验时间间隔比正常电厂停堆的时间间隔短,则应具备在功率运行期间的试验能力。

(2) 通道可用性。应保证事故后监测仪表在事故前须是可用的,通道故障是通过定期试验来识别的。多通道信息间的比较或功能相关通道之间的比较使操纵员很容易识别一个具体通道的故障。

(3) 量程。事故后监测系统仪表的量程要大于被测变量的最大预期量程,如果需要两个或更多的仪表覆盖一特殊的量程,则仪表量程要重叠;如果监测变量的量程使仪表在正常运行工况量程内的灵敏度降低,则需选用分段量程的仪表。

(4) 精度。综合指示精度与保护通道安全分析中使用的误差一致。

(5) 设备标识。用于事故后监测的显示记录仪表的标示应明显区别于控制盘、台上的其他普通设备标识,以便操纵员易于识别它们是用于事故后监测的仪表。例如:对于两个独立系列通道的指示仪或记录仪,它们的标识牌中一个系列可设计成紫色,另一个系列设计成青绿色。它们的颜色均不同于其他普通设备标识的颜色。

(6) 接口。当事故后监测系统的信号用于其他用途时,应通过隔离装置,隔离装置作为事故后监测系统的一部分。

(7) 人因。仪表设计应便于故障部件的识别、定位、更换、维修或调整。应采用人因分析的方法确定显示记录装置的类型和安装位置。事故后监测系统仪表可以与核电厂正常运行仪表共用。

(8) 备用或辅助监测用仪表。用于事故后监测的便携式仪表作为事故后监测仪表的一部分,其设计和应用不能通过过程、电源或相互连接而影响冗余的固定式仪表。

(9) 质量保证。应符合核安全法规 HAF003《核电厂质量保证安全规定》相关要求。

4.4 辐射监测

4.4.1 辐射监测的对象

核电厂生产的电力能源主要来源于堆芯核燃料的可控核裂变。在反应堆运行过程中会产生大量放射性物质,由于放射性物质的释放会对电厂工作人员和周围居民的身体健康产生危害,并导致环境污染,因此能否确保这些放射性物质不会对电厂工作人员产生辐射危害并避免放射性物质向环境中大量释放,是反应堆安全运行的重要标志。

反应堆运行过程产生的放射性物质主要包括裂变产物、活化产物和铀系元素等几类,表 2.5-3、2.5-4 和 2.5-5 分别列出了主要的裂变产物、铀系元素和活化产物的有关情况。

表 2.5-3 重要的放射性裂变产物

核素	半衰期	活度 (10^{12} Bq/MW)	辐射种类
惰性气体	^{85}Kr	10.8a	β, γ
	$^{85\text{m}}\text{Kr}$	4.4h	β, γ
	^{88}Kr	2.8h	β, γ
	^{133}Xe	5.3d	β, γ
	^{135}Xe	9.2h	β, γ

续表

核素	半衰期	活度 (10^{12} Bq/MW)	辐射种类
挥发性元素	^{131}I	8.1d	β, γ
	^{132}I	2.3h	β, γ
	^{133}I	21h	β, γ
	^{135}I	6.7h	β, γ
	^{132}Te	3.3d	β, γ
	^{134}Cs	2.1a	β, γ
	^{137}Cs	30.1a	β, γ
其他元素	^{90}Sr	30.2a	β
	^{106}Ru	1.0a	β
	^{140}Ba	12.8d	β, γ
	^{144}Ce	284d	β, γ

表 2.5-4 重要的铀系元素

核素	半衰期 (a)	活度 (10^{12} Bq/MW)	辐射种类
^{238}Pu	89	1.3	α, γ
^{239}Pu	24 000	0.28	α, γ
^{240}Pu	6580	0.31	α, γ
^{241}Pu	14.7	5.6	α, γ
^{242}Pu	380 000	0.000 5	α, γ
^{242}Cm	0.45	15	α, γ
^{244}Cm	18.2	0.91	α, γ

表 2.5-5 1000MW 反应堆一回路冷却剂中的典型活化产物

核 素		半 衰 期	活性浓度 (Bq/cm ³)
溶于水的 活化产物	¹³ N	10min	220
	¹⁶ N	7. 2s	8. 1×10 ⁶
	¹⁸ F	1. 84h	190
	²⁰ F	10. 7s	150
	¹⁹ O	29s	0. 11×10 ⁶
腐蚀产物	²⁴ Na	15h	70
	⁵¹ Cr	27. 8d	100
	⁵⁴ Mn	313d	0. 4
	⁵⁶ Mn	2. 58h	190
	⁵⁸ Co	71. 4d	20
	⁶⁰ Co	5. 26a	10
	⁶⁴ Cu	12. 8h	400
	⁶⁵ Cu	244d	100

在压水堆核电厂中,为了防止放射性物质逸出,设置了3道主要的密封屏障,包括燃料元件包壳、主回路冷却剂压力边界、安全壳等。辐射监测系统的一个重要任务,就是要监测这些密封屏障的完整性,及时发现可能发生的放射性物质的泄漏。

4.4.2 辐射监测系统的组成

压水堆核电厂的辐射监测系统一般主要包括厂房辐射监测系统、保健物理监测系统和环境辐射监测系统三部分。

4.4.2.1 厂房辐射监测系统

(1) 系统功能。厂房辐射监测系统的主要功能是:

1) 监测电厂的工艺系统和设备密封屏障的完整性, 及时发现可能存在的泄漏或事故, 确保反应堆工艺设备的正常运行。

2) 监测工作人员可能经常进入的区域或房间的辐射剂量率, 保证工作人员的辐射安全。

3) 监测电厂通过气态或液态排放途径向环境中排放物质的放射性活度, 及时阻止异常排放, 保证排放活度低于规定的限值。

(2) 主要监测内容。厂房辐射监测系统主要监测下列参数:

1) 与防护屏障完整性有关的参数。如主冷却剂回路放射性活度(燃料元件包壳破损)、安全壳空气活度(主回路冷却剂泄漏)、主蒸汽回路放射性活度(蒸汽发生器传热管破损)等。

2) 与主回路辅助系统有关的参数。如设备冷却水系统、核取样系统、核岛疏排水系统的介质放射性活度。

3) 与通风系统有关的参数。包括各通风系统风管内气溶胶或气体活度。

4) 与排出流有关的参数。如烟囱气态排出流和液体废物排放系统的排放活度。

5) 与燃料操作事故有关的参数。如燃料吊车、乏燃料水池的 γ 剂量率。

6) 与三废处理系统有关的参数。包括废液浓缩蒸发器、树脂槽、气体衰变箱、固体废物装桶站等的 γ 剂量率。

7) 工艺操作房间 γ 剂量率。主要选择那些人员活动比较频繁或剂量率可能变化比较大的房间进行 γ 剂量率监测。

厂房辐射监测系统由若干个辐射监测道组成, 以90万kW压水堆核电站为例, 其各个监测道的名称、编号、测量范围见表2.5-6。

表 2.5-6 厂房辐射监测系统
(90 万 kW 核电厂) 的测量通道

测量通道	测 量 内 容	量 程
001MA	化学和容积控制系统内的反应堆冷却剂 γ 活度	1E-5~10Gy/h
002MA	1号蒸汽发生器排污水 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
003MA	2号蒸汽发生器排污水 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
004MA	3号蒸汽发生器排污水 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
005MA	设备冷却水系统的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
006MA	设备冷却水系统的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
007MA	凝汽器真空系统排气中的 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
008MA	安全壳内气溶胶 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
009MA	安全壳内气体 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
028MA	安全壳内气载碘 γ 活度	3.7E1~3.7E4Bq/m ³
010MA	化学和容积控制系统过滤器的 γ 活度	1E-5~10Gy/h
011MA	反应堆堆腔水面 γ 照射率	1E-6~1Gy/h

续表

测量通道	测 量 内 容	量 程
012MA	反应堆堆腔水面 γ 照射率	1E-6~1Gy/h
013MA	乏燃料储存水池表面 γ 照射率	1E-6~1Gy/h
014MA	乏燃料储存水池表面 γ 照射率	1E-6~1Gy/h
015MA	硼回收系统过滤器的 γ 活度	1E-5~10Gy/h
016MA	核辅助厂房通风中心烟囱气溶胶样品 β 活度	3.7E3~3.7E6Bq/m ³
017MA	核辅助厂房通风中心烟囱内低水平气体中 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
021MA	核辅助厂房通风中心烟囱内高水平气体中 β 活度	3.7E8~3.7E15Bq/m ³
018MA	主控制室内空气中 γ 照射量率	1E-6~0.5Gy/h
019MA	主控制室内空气中 γ 照射量率	1E-6~0.5Gy/h
022MA	事故后反应堆厂房内空气中 γ 照射量率	1E-2~1E5Gy/h
023MA	事故后反应堆厂房内空气中 γ 照射量率	1E-2~1E5Gy/h
026MA	事故后核取样系统反应堆冷却水的 γ 活度	1E-5~10Gy/h
041MA	停堆时安全壳大气中的 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
032MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
032MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
033MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
033MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
034MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
034MA	二回路 ¹⁶ N的活度	0.5~5E3L/h
036MA	核辅助厂房通风管道中气体的 β 活度	3.7E5~3.7E9Bq/m ³
051MA	核岛疏排水系统地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
052MA	核岛疏排水系统地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
053MA	核岛疏排水系统地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
054MA	核岛疏排水系统地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
055MA	核岛疏排水系统地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
063MA	通风管道(可移动的设备)内气体的 β 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
064MA	通风管道(可移动的设备)内气溶胶和碘的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³

续表

测量通道	测 量 内 容	量 程
501MA	核辅助厂房地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
502MA	核辅助厂房地坑水的 γ 活度	1E-2~1E3Gy/h
505MA	辅助蒸汽凝汽系统凝汽水中的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
508MA	保持在固体废物处理系统废树脂桶内的 γ 活度	1E-5~10Gy/h
509MA	保持在固体废物处理系统蒸发器浓缩液罐中的 γ 活度	1E-5~10Gy/h
510MA	固体废物处理系统装桶过程中空气中 γ 照射量率	1E-5~10Gy/h
511MA	固体废物处理系统废树脂桶 γ 活度	1E-5~10Gy/h
512MA	固体废物处理系统装桶站 γ 照射量率	1E-6~1Gy/h
901MA	废液排放系统直接排放出的液态流出物的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
902MA	废液排放系统储存后的液态流出物的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³
903MA	废液排放系统储存后的液态流出物的 γ 活度	3.7E4~3.7E9Bq/m ³

(3) 系统结构。一个典型的监测通道包括取样循环回路、探测装置、就地处理单元、就地显示单元、远程显示单元、电气箱、端子箱及辐射监测机柜等几部分。

取样循环回路只在监测道需要进行介质取样时采用,它包括取样泵、管道、流量计、差压控制器、流量调节装置、电磁阀、调节阀和截止阀等部件。

探测装置用于将探测到的被测介质辐射转化成电信号;就地处理单元用于将探测装置传送来的信号进行放大、成形和计算处理,并提供探测器运行所需要的高压;就地显示单元用于在就地显示测量结果和监测道的运行状态;电气箱用于分配监测道运行的电源以及取样泵的启停控制;远程显示单元安装在集中机柜上,用于集中显示各监测道的测量结果和运行状态。

所有辐射监测道的测量信息在辐射监测集中机柜上集中显示,集中机柜上还可以指示监测道的运行状态、报警信息等,并可以对监测道进行参数设置、源检、闭锁、启停等控制。集中机柜还用于配送监测道运行所需要的电源,提供所有模拟量、开关量、通信信号的输入和输出端子排。

重要辐射监测道的测量结果以及报警信号可在机组主控室显示、记录和报警,并可以直接启动相应安全系统的保护动作。

4.4.2.2 保健物理监测系统

(1) 系统功能。保健物理监测系统的主要功能是:

1) 对全厂工作人员内照射和外照射个人剂量和集体剂量进行测量、记录和管理。

2) 对进出控制区进行管理,防止未被授权的人员进入控制区。

3) 在控制区实时监测工作人员受照剂量率值,并在实时剂量率或累积剂量超过预定的报警阈值时发出报警。

4) 在工作人员退出控制区时检查工作人员全身的表面积污染,督促工作人员在表面积污染超标时进行清洗,避免工作人员遭受过量表面积污染照射的危害,同时防止放射性物品未经许可被带出控制区。

5) 其他表面积污染监测,如车辆污染、洗衣房衣物污染、废物桶表面积污染等。

(2) 主要监测内容。保健物理监测系统的主要监测内容包括:

1) 采用电子剂量计系统、热释光剂量计系统对电站工作人员的外照射剂量进行监测。

2) 采用全身 γ 污染监测仪、全身 β 污染监测仪及手脚污染监测仪等对工作人员退出辐射控制区时的身体表面积污染进行监测。

3) 采用全身内照射计数器、液体闪烁计数器等设备对电站工作人员的外照射剂量进行监测。

4) 采用车辆 γ 信号台和人员 γ 信号台对车辆和人员进出核电厂厂区时的表面积污染和可能携带的辐射源进行监测。

5) 采用洗衣房衣物污染监测仪对工作服洗涤前后的放射性污染进行监测。

(3) 系统结构。保健物理监测系统的设备分散布置在核电厂的核岛及各配套厂房(BOP)内,如各放射性厂房的控制区卫生出入口、厂区出入口、洗衣房等,在这些厂房各设置一台就地控制站,各控制站的信息通过局域网送到电厂的保健物理办公室的中央计算机内。

保健物理中央计算机与电站人事信息管理系统进行实时通信,以随时获得最新的人员信息。

4.4.2.3 环境辐射监测系统

(1) 系统功能。环境辐射监测系统的主要功能是:

1) 测量电厂正常运行和核事故期间周围环境 γ 辐射剂量率和环境介质中放射性活度,并结合气象条件进行分析,掌握电厂周围环境的放射性污染水平积累变化的趋势。

2) 发现电厂周围地区放射性变化的异常现象,追踪测量非计划排放时放射性核素的来源,及时查找原因,进行纠正。

3) 验证电厂正常运行期间向环境排放的放射性物质控制在国家规定的限值以内,并为向公众解释有关电厂运行对环境辐射影响的问题提供依据。

(2) 系统组成。环境辐射监测系统包括下列设备或设施:

1) 气象站。包括一个气象观测塔(设置风速、风向、温度等传感器)和一个地面气象站(设置温、湿度、气压等参数)。

2) 环境 γ 辐射监测站。进行环境 γ 辐射剂量率的连续监测,同时进行空气中气溶胶、碘的采样和雨水样品的采集。

3) 环境实验室。进行环境样品的制样和测量分析。

4) 数据处理中心。设在环境实验室内,主要功能是采集各气象站和环境 γ 辐射监测站的监测数据,进行实时显示、储存并将数据发送到应急指挥中心。

5) 环境实验室测量设备。包括高分辨率 γ 能谱分析仪、低本底 α 、 β 活度测量装置、低本底液体闪烁计数器、热释光测量装置等分析仪表及用于样品制备的仪器和设备。

6) 环境监测车和环境介质采样车。

(3) 系统结构。环境 γ 辐射监测站设置在核电厂周围

10km 范围以内, 站点之间相距遥远, 因此站点与数据处理中心的通信采用有线和无线通信相结合的方法, 保证较高的数据获取率。

环境实验室内的测量设备都配有 PC 机作为数据处理工作站, 这些 PC 机均与中心站的局域网连接, 实现数据的集中管理。

环境 γ 辐射及气象参数需要送到电厂的应急指挥中心, 作为电厂事故应急期间决定应急响应行动的辅助信息。

4.4.2.4 其他辐射监测设施和设备

除了上述 3 个主要系统以外, 核电厂应设置以下辐射监测设备或设施。

(1) 便携式辐射监测仪表。用于固定式辐射监测道的补充手段和应急监测, 如便携式气溶胶、碘取样装置、便携式 γ 辐射剂量率仪、便携式表面污染测量仪、长杆式 γ 辐射剂量率仪、水下 γ 辐射剂量率仪等。

(2) 现场实验室。用于现场工艺取样样品的分析。

(3) 辐射监测仪表检修和刻度室。

4.4.3 事故后的辐射监测

4.4.3.1 事故后监测系统 (PAMS)

核电厂应设置事故后监测系统 (PAMS), 以在设计基准事故情况下对系统和设备的运行状态进行监测。事故后辐射监测道也属于 PAMS。

压水堆核电厂中属于 PAMS 的辐射监测道主要有:

- (1) 安全壳事故后 γ 剂量率监测道。
- (2) 主蒸汽管道 N-16 活度监测道。
- (3) 蒸汽发生器排污水总 γ 活度监测道。
- (4) 烟囱气态流出物惰性气体活度监测道。

事故后辐射监测道主要用于向运行人员提供核电厂事故及事故后要求采取适当的措施的信息, 或自动触发保护动作, 将事故对核电厂造成的损失、对工作人员造成的危害及对环境产生的影响减到最小。

事故后辐射监测道应满足 PAMS 相应的安全要求, 主要包括:

- (1) 单一故障准则。
- (2) 实体分隔和电气隔离。
- (3) 信号保护。
- (4) 设备应进行相应的质量鉴定。

4.4.3.2 应急响应期间的环境评价和环境辐射监测

(1) 事故后果评价系统。事故后果评价系统结合放射性排放数据、环境气象数据、环境辐射数据, 采用适当的计算模型 (如分段高斯烟羽模型或拉格朗日烟团模型), 预测或评价事故对于环境的辐射影响, 为电站的应急防护行动决策提供依据。

(2) 事故期间的环境辐射监测。在事故期间通过快速响应的环境监测, 取得放射性水平的实测数据, 可以部分验证事故后果评价的结果, 为电站的应急防护行动决策提供依据。

事故期间环境辐射监测的主要内容是:

- 1) 厂区周界和环境中各个方位的剂量率。
- 2) 烟羽下风向方位的剂量率。
- 3) 空气中的核素浓度。
- 4) 地面沉积核素浓度 (主要是 I-131 和 Cs-137)。
- 5) 地面沉积核素分析。
- 6) 食品、饮水样品中核素浓度分析。

5 核电厂控制室

在核电厂中, 控制室系统是指包括人机接口、控制室工

作人员、操作规程、培训大纲和相关的设施或设备的总体, 它们共同维持控制室功能的正确执行。

5.1 主控制室

5.1.1 功能

由主控制室集中控制和监测的、并由操纵员操作的设备和系统用于执行以下功能:

- (1) 使得机组安全运行。
- (2) 提高机组的可用率。
- (3) 保证设备安全。
- (4) 保障人员安全。

主控制室中与功率运行有关的监控设备的集中化, 使得在这里能执行所有的操作和控制动作, 但不包括那些在启动前只执行一次的操作 (即只做一次性的全面调整)。

不属上面范围的部分, 但它们的函数是完全自动的、并与电厂机组状态无关的系统和设备, 只在主控制室简单地进行监测, 而在就地进行控制。

与电厂运行分离的所有功能, 进行就地监测和控制。

由于与安全有关的控制和监测设备布置在控制台和控制盘上, 所以从总体上来说, 主控制室系统是与安全有关的。

此外, 在控制室无法使用的情况下, 可从应急停堆控制点执行安全停堆的安全操作。

5.1.2 设计原则

5.1.2.1 控制室的主要目标

(1) 控制室的主要目标就是实现电厂在任何工况下的安全有效地运行。

(2) 为此, 在控制室内设置了为操纵员提供实现电厂运行所必需的人机接口和有关的信息和设备。

(3) 同时, 控制室为操纵员提供了适宜的工作环境, 以利于执行任务。

5.1.2.2 控制室的功能设计目标

(1) 控制室设计的基本目标是及时、准确、完整地向操纵员提供关于电厂设备和系统的功能状态的信息。

(2) 控制室设计考虑了所有运行工况, 使任务最佳化, 将监督与控制的工作量减到最小, 向控制室外的其他设施提供必要的信息。

(3) 在控制室内提供各项功能的最佳分配。

(4) 能够使电厂有效地进行试运行, 并允许修改和维护。

5.1.2.3 安全原则

(1) 控制室使核电站在所有运行状态下安全地运转, 在设计基准事件和事故后仍能使电厂恢复到安全状态。

(2) 在安全与非安全系统紧密相邻的地方, 考虑了功能的隔离和实体的隔离。

(3) 控制室内控制设备的设计尽可能地阻止非安全手动指令的执行。

(4) 控制室采取了适当的措施, 保障室内人员的安全, 免受可能的危险。

(5) 考虑了控制室在紧急情况下的撤离通道, 能够从该通道抵达应急停堆控制点。

5.1.2.4 可用性原则

(1) 为提高电厂的容量因子, 控制室设计应便于电厂按计划运行, 通过各种措施把意外功率降低或电厂停堆的几率减到最小。

(2) 所有措施不能违背安全原则。

5.1.2.5 人因工程原则

在设计中,充分考虑了人因工程原则,以保证人与机器都最大限度地发挥各自的能力,提供各个功能的最佳分配,使电厂的安全与可用性最好。

5.1.2.6 营运管理原则

- (1) 控制室配备了数量足够并有专业技能的工作人员。
- (2) 控制室的工作人员经过了严格的技术培训。
- (3) 就地任务的执行受控制室的管理和监督。

5.1.2.7 与其他控制和管理中心的关系

- (1) 电厂的应急响应设施在应急工况下能够投入运行。
- (2) 整个核电站除了主控制室外,还设置了应急停堆控制点,以便在主控室不能执行安全功能时,使反应堆安全停堆,并保持在安全状态。
- (3) 应急停堆控制点的控制设备和应急响应设施的运行是独立的,不依赖于主控制室的设备。

5.1.3 设计基准

由于主控制室内长期有人居留,又是电厂运行的监控中心,必须全面考虑各种因素,主要有以下几方面的要求。

5.1.3.1 对控制室构筑物的要求

(1) 作为安全要求,主控制室位置应安排在不受电厂内部危险后果影响的地方,而且在所有工况下,当主控制室不宜居留时,操纵员易于撤离。

(2) 为了在安全停堆地震期间保持主控制室的完整性,要求房间的抗震级别必须是抗震Ⅰ类,房间内的设备与物项,如天花板、灯具等,在地震期间或之后,其故障不能伤害操纵员,也不能损害安全功能。

(3) 控制室要有足够大的空间,允许操纵员进行所有必需的活动。根据室内盘台数量及大小,考虑操纵员活动区域,确定空间大小。

(4) 利用控制室围墙防护辐照,辐射屏蔽设计必须保证:在正常运行工况下,控制室操纵员所受的照射的年有效剂量当量小于 50mSv;事故工况下,在整个事故期间个人所受的全身照射不超过有效剂量当量 50mSv。

(5) 设计必须确保核电厂在遇到设计基准自然事件(如台风、洪水)和外部人为事件时,主控室还能执行安全功能。

- (6) 控制室具备防护飞射物的能力。
- (7) 控制室内的环境噪声不大于 60dB。
- (8) 控制室内避免安装高能管道。
- (9) 每个控制室有两个出口,这两个出口通向不同的防火区域。

5.1.3.2 空调与通风

(1) 控制室内的工作环境必须保证人体的舒适,设计应在正常工况下满足:室内温度 18~25℃;室内相对湿度 20%~60%;在主操作区域的气流速度不超过 15m/min,引入室外新鲜空气不小于 0.43m³/(min·人)。

(2) 保持控制室微正压,以阻止有害气体或放射性产物进入控制室。

5.1.3.3 照明系统

照明系统必须由正常照明系统和应急照明系统组成。

正常照明系统的设计应注意照度、均匀性、阴影、眩光、反光等因素,几个重要参数的要求为:平均照度 100~500lx,可调;均匀度>0.5;显示屏的事故照度 50~100lx。

应急照明系统具有独立性,可以自动启动并立即可用,照度>200lx,能连续工作 8h 以上。

5.1.3.4 防火

这是对控制室的总体要求,概括起来可以从火灾预防、

灭火系统、火灾探测和报警等几个方面采取措施来达到目的。

控制室必须设防火屏障,以防外部火灾蔓延进来。室内不能有可燃物,设置火警探测器和便携式灭火装置,探测和报警系统的电源能由应急电源提供,灭火装置不会产生任何有毒气体,不引入高压回路,仪表和电缆都是防火的,等等。

5.1.3.5 通信系统

为了厂内联络的方便,以及与厂外的必要联系,在控制室内必须建立完备的通信手段。分语言通信系统和非语言通信系统,包括厂内通信和厂外通信,而且必须由至少两种独立和不同类型的通信设备组成。

5.1.3.6 生活保障设施及救生设备

要在控制室区域内创造舒适而方便的生活设施,在设计时除了考虑正常情况下的使用,还必须考虑事故情况下人员的逗留,包括事故工况下所需的人身防护应急设备。

5.1.3.7 保安系统

为了电厂运行的安全,不允许人员随意进入主控室,必须通过有关的保安措施来控制人员的进入。

5.1.3.8 密封

要注意整个房间的密封性能,建筑结构上要采取措施(如混凝土结构的表面处理,门的结构等),所有与室外的连接处都要注意密封(如管道、电缆托盘进出时的密封)。

5.1.3.9 通道隔离

为了遵循隔离要求,电厂中 A 列和 B 列的控制电缆敷设在不同的电缆托架上。当控制电缆进入控制室时,仍符合隔离原则。

控制室内所有测量电缆作为系列 A 处理。

事故后监测仪表的测量电缆必须敷设在不同的电缆通道中。

控制室内的实体隔离是通过把 B 列控制设备及其连接电缆与其他部分隔离开来实现的。与 B 列有关的控制设备和指示灯信号设备安置在独立的金属保护机壳内,连接这些设备的电缆,从 B 列电缆桥架出来进入控制室连接到设备的部分,都敷设在柔性金属导管内(每根电缆一根导管)。

5.1.3.10 标识

为了便于操纵员工作,并能迅速识别控制器,A 列的标识板着橘红色,B 列的标识板着绿色,与安全无关的设备的标识板着白色,事故后监测仪表的标识板分别为紫色和青绿色。

5.1.4 功能分析与分配

控制室是核电站的监控中心,其内汇集了供运行人员在各种工况下监控核电站所需的各种设备,根据 GB/T 13630—1992《核电厂控制室的设计》的要求,在控制室设计过程中应进行功能分析与分配的工作,充分考虑人因工程原则,保证控制室设计,特别是控制室人机接口,能够满足核电厂正常运行和事故处理的要求,从而保障核电站的安全性和可用性。

采用任务分析法进行主控室功能分析时,具体包括 3 个步骤:

(1) 目标分解,就是从终极目标出发,确定与主控室有关的全部电厂功能,直到每一项功能不必再分解时为止。

(2) 静态分析,对最底层的每一项详细功能做静态分析,列出所涉及的支持系统,和完成功能所需的工艺参数及要求。

(3) 动态分析,选择能够覆盖被分析的各种功能的典型

事件,引入时间因素做动态分析,关注动态特性,注意功能的丧失在目标层次结构中的影响速度,确定动态传递时间的要求,从而保证功能分配的正确性。

对于功能分配,主要包括4个步骤:

- (1) 任务分析。
- (2) 制订分配准则。
- (3) 进行分配。
- (4) 作业分析。

5.1.5 主控制室设备

主控制室的设备分成控制台和控制盘,以提供最佳的显示和操作条件。控制台包括正常、紧急或频繁使用的控制和信息装置。它是一个操作区,在这里操纵员可以了解机组状态的全貌,能够接近在正常、故障和事故工况期间要用到的主要控制器和数据。控制盘上装有不经常使用的控制和信息装置以及电厂模拟图。

主控制室内的设备可以分成以下几类。

5.1.5.1 控制设备

在主控室中使用的集中控制设备如下:

- (1) 控制开关,转一按一灯光开关(TPL),按钮。
- (2) 选择开关,选择按钮和锁定按钮。
- (3) 自动/手动控制站。
- (4) 远程/手动控制站。
- (5) 设定值站。

5.1.5.2 信号设备

在报警窗上识别各种故障。每个窗有两个灯,在这些报

警窗的周围有良好的通风。

5.1.5.3 监测仪表

监测仪表指示或记录随时间变化的测量信号。

5.1.5.4 屏幕显示设备

主要是指由电厂计算机数据处理系统完成下述功能:

- (1) 协助运行功能。
- (2) 电厂运行数据或事故数据处理功能。
- (3) 反应堆监督功能。

5.1.6 主控制室布置

5.1.6.1 控制室内的不同区域

主控制室位于电气厂房。整个主控制室可以分成以下区域:

- (1) 经常操作区,操纵员可在此进行所有负荷变化的控制(包括厂用负荷运行)。
- (2) 一回路冷却剂系统和有关的辅助设备的操作区。
- (3) 二回路冷却剂系统和有关的辅助设备的操作区。
- (4) 与安全设施系统有关的区。
- (5) 试验区。

在每次启动、停运或机组“正常”运行阶段,上面的分区可以减少操纵员的移动。

用于反应堆启动、停运和机组负荷改变的控制装置以及那些需要频繁操作或对异常状态要立即响应的控制器放置在控制台上。用于长期操作的控制器(可以延迟几分钟或更长时间)放置在控制盘上。秦山二期、大亚湾和岭澳核电厂的台盘配置如图2.5-48所示。

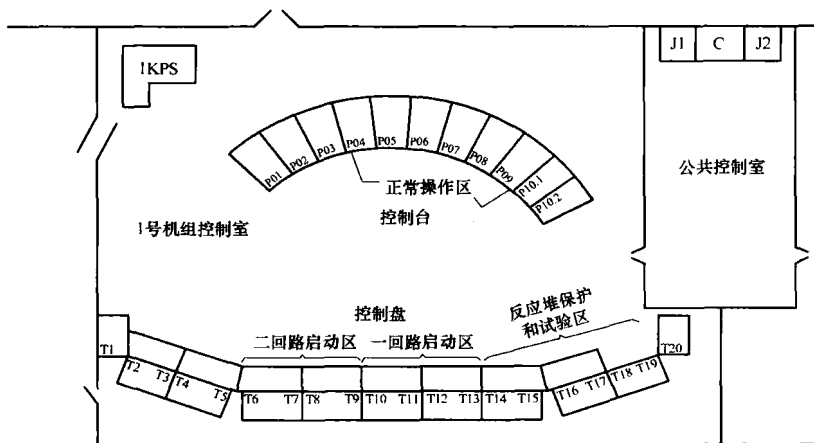


图 2.5-48 主控制室平面布置图

P—控制台; P01~P03—通信及CRT; P04, P05—给水; P06, P07—汽轮发电机组; P08, P09—反应堆; P10.1, P10.2—安全盘; T—控制盘; T01~T03—报警及TV; T04, T05—通信及辐射监测; T06, T07—给水; T08, T09—汽轮发电机组; T10~T19—反应堆正常运行安全设施及保护系统测试; T20—配电模拟盘; KPS—安全工程师台; J1—1号机组火灾报警盘; J2—2号机组火灾报警盘; C—公共控制盘

5.1.6.2 在特定运行阶段使用的仪表

特定运行阶段需由反应堆主操纵员专门监测。在此阶段使用的控制仪表必须分组在一起,即使其中某些仪表仅用于正常运行工况下的启动和停堆。例如,一回路冷却剂以单相方式运行。

当启动一台设备时,需跟踪的相关参数必须显示在该设备控制仪表附近。

5.1.6.3 反应堆主操纵员正常操作区的设计

反应堆主操纵员正常操作区组合所需的控制和仪表设备应能完成对下列功能的操作。

- (1) 负荷调节(汽轮机、柴油发电机调节)。

- (2) 核功率调节。

- (3) 一回路冷却剂压力调整。

- (4) 蒸汽发生器给水(正常和应急)。

- (5) 汽轮机旁路流量调节。

此外,该区域包括发出反应堆紧急停堆指令和汽轮机脱扣指令的手动远程控制器,以及能使操纵员作出发出该指令决定的数据指示。

5.1.6.4 功能分区

为了减少和防止由于操纵员操作失误所导致的事故,在控制和显示器件的布置上采用了功能分区的方法。控制台和控制盘上装有功能分区板,由层压的塑料板组成。功能分区

板上包括标识、铭牌和局部流程图。

“功能分区”的基本原则规定如下：

(1) 在功能分区的台和盘上，实体的分界把与某一给定功能有关的仪表和控制设备组合在一起，即使他们属于不同的系统。

(2) 与同一功能有关的部件之间的仪表和模拟连接图按功能编组，划分为子区。

(3) 不同功能区域着不同的颜色。

(4) 对旋转式设备控制器和阀门控制器使用不同类型的标识面板：旋转式设备控制器用圆形面板识别，而阀门控制器用矩形面板识别。

5.2 公共控制室

对于双堆机组，除了每个机组设置了一个主控制室外，两台机组公用的某些功能是从公共控制室内的公共控制盘控制和监测的。公共控制室位于两个机组的主控室之间，并紧靠在一起，以便每个机组的操纵员能迅速到达该房间内操作。

公共控制室的设计基准以及盘台设备等都与主控室的要求一样。

5.3 控制室未来发展方向

随着科学技术的发展，核电站主控制室正朝向计算机化的先进控制室方向发展，由计算机工作站取代常规仪表控制设备，使操纵员能够更多地从事电站的监督管理工作。

先进的控制室主要包括下列设置：

- (1) 计算机化的工作站（操纵员、值长）。
- (2) 大屏幕。
- (3) 与工作站冗余的、与安全有关的控制盘台。
- (4) 火灾探测及消防盘。
- (5) 保安、通信设施。

在计算机化的先进控制室内，操纵员能够更有效地控制、监督、管理电站，使得电站能够更加安全、有效的运行。

5.4 辅助控制室（应急停堆控制点）

5.4.1 辅助控制室的功能

为了确保核电厂的运行安全，在发生主控制室不可用事件时，譬如火灾，要求在另外的地点仍能实现反应堆停堆并保持在安全状态。国家核安全局颁布的《核动力厂设计安全规定》HAF102中规定，在控制室丧失执行重要安全功能时，必须在与控制室电气分隔和实体隔离的一个独立地点配置足够仪表和控制设备，使反应堆进入并保持在停堆状态，排除余热，并监测核电厂的主要变量。因此，压水堆核电厂一般都设有辅助控制室（应急停堆控制点），在发生主控制室不可用事件时，操纵人员从主控制室撤离，并转移到辅助控制室，进行反应堆安全停堆操作。

辅助控制室的功能是对核电厂进行监控，使反应堆迅速达到热停堆状态并维持在此状态。必要时，可在就地操作的配合下，实现从热停堆达到冷停堆，并维持在此安全状态。

5.4.2 辅助控制室的设计原则

辅助控制室的设计应满足下列设计原则：

(1) 因为导致控制室不能进入的事件很少发生，所以假定这些事件与核电厂的其他事故不同时发生，特别是要求专设安全设施运行的事故，但须考虑其预期频度足以使其与辅

助控制室的使用可能同时发生的电厂故障，如失去厂外电源事件。

(2) 导致控制室不能进入的事故发展缓慢，操纵员有充分时间在撤离前停闭反应堆，撤离到辅助控制室，并进行转换操作。

(3) 辅助控制室应设 A、B 两个通道应急停堆盘，对应于主控制室 A、B 两个系列，A、B 两列应急停堆盘应满足电气隔离与实体分隔的要求。

(4) 辅助控制室的应急停堆盘上设有转换开关，在辅助控制室投入运行时，将主控制室的有关操作转换到辅助控制室或进行隔离，以防止来自主控制室的异常命令影响停堆操作或危及电厂安全。

(5) 在发生控制室不能进入的事件时，电子设备间及电气设备间仍可进入并保持其功能，与辅助控制室操作的设备相关的自动控制器仍正常工作。

(6) 辅助控制室设置的显示仪表必须能向操纵人员提供充分的信息，使其能判断核电厂状况和对停堆及长期的堆芯冷却进行监督。

(7) 即使在安全停闭和冷却所要求的任何系统中发生了单一部件的故障，也必须能从辅助控制室对核电厂进行监督和控制。

(8) 辅助控制室必须有防止未经许可人员进入的措施，并在门上设置连锁信号，只要辅助控制室的门一打开，主控制室即发出报警信号。任一转换选择开关被置于“应急停堆盘”位置时，在主控制室均发出报警信号。

5.4.3 辅助控制室的功能设计技术要求

(1) 必须选择好辅助控制室的位置，使得任何事故的后果都不会同时影响辅助控制室和主控制室的功能。

辅助控制室设置的地点必须与主控制室不在同一防火区，在紧急情况下通过与主控制室的通路相独立的安全通路，在允许的短时间内可容易到达辅助控制室。

辅助控制室设置的地点要避免蒸汽卸压阀和辅助给水泵所产生的噪声，以免妨碍操纵人员的通信。

(2) 要保证辅助控制室有足够的照度，要设置由蓄电池供电的应急照明系统。

(3) 辅助控制室的设计必须与主控制室的设计相协调，编码、标识和分组原则必须与控制室的一致。

在安全系统和非安全系统紧密靠近之处，必须考虑功能隔离和实体分隔的要求。

(4) 辅助控制室必须提供足够的通信装置。在辅助控制室和就地控制点之间必须设有通信设施。

必须设有传输路线不同的冗余通信设备，用于操作、停堆程序的管理以及和应急响应中心等机构的通信。

5.4.4 组成

辅助控制室设置 A、B 两列独立的应急停堆盘，分别对应于主控制室 A、B 两列，A、B 两列应急停堆盘应满足实体分隔的要求，分别放置在相邻的不同防火区的房间内。其位置靠近电气开关柜，便于利用小试验回路的“按钮控制盒”，从中、低压开关柜上直接控制厂用电设备，以配合应急停堆盘进行的冷停堆操作。

辅助控制室的功能是实现安全停堆并保持在安全状态，并不要求它完成通常在主控制室中完成的全部控制和监测功能。在应急停堆盘配置了必要的监控设备，包括显示仪表（指示表和记录仪）、信号灯、手动操作器、转换开关及控制开关，其功能为：

- (1) 将有关操作从主控制室转换到辅助控制室。

(2) 隔离某些主控制室的操作指令,防止来自主控制室的异常指令影响停堆操作或危及电厂安全。

(3) 实现热停堆并保持在此状态。

(4) 在必要的就地操作配合下,实现冷停堆并保持在此状态。

应急停堆盘分 A、B 两个系列通道,仅在 A 通道盘上设有模拟仪表。

应急停堆盘由两块钢质垂直仪表板构成(每个系列一块),装有控制和仪表装置。

应急停堆盘要满足抗 SL2 地震(安全停堆地震)要求,监控设备根据不同的安全分级要满足相应的鉴定要求。

5.4.5 辅助控制室达到和维持热停堆状态的要求

5.4.5.1 需用的工艺系统、设施及其功能

(1) 热量排出(反应堆冷却剂系统自然循环)。

1) 蒸汽的大气排放系统。

2) 蒸汽发生器水位控制。

3) 辅助给水系统。

4) 厂用水与设备冷却水系统。

(2) 反应堆冷却剂系统的压力和容积控制。

1) 稳压器水位和压力控制。

2) 化学和容积控制系统。

(3) 维持反应堆次临界状态,反应堆硼、水补给系统。

(4) 反应堆冷却剂系统的取样。

(5) 保持必要的辅助系统运行。

1) 仪表用压缩空气。

2) 柴油发电机。

3) 直流和交流配电。

(6) 照明和通信。

5.4.5.2 要监测的变量

(1) 蒸汽发生器水位(宽量程及窄量程)。

(2) 辅助给水流量(窄量程)。

(3) 蒸汽发生器中蒸汽压力。

(4) 辅助给水箱水位。

(5) 辅助给水系统电动泵及汽动泵出口压力。

(6) 辅助给水系统汽轮机上游蒸汽压力。

(7) 辅助给水系统汽动泵速度。

(8) 稳压器温度。

(9) 稳压器压力。

(10) 稳压器液位。

(11) 反应堆冷却剂压力(宽量程)。

(12) 上充管线流量。

(13) 下泄管线流量。

(14) 容控箱液位。

(15) 下泄管线压力。

(16) 硼酸箱液位。

(17) 直接硼化流量。

(18) 仪用压空压力。

(19) 源量程核功率。

(20) 一回路温度(热段及冷段)一环路。

(21) 一回路温度(热段及冷段)二环路。

5.4.5.3 要转换到辅助控制室控制的设备

通/断控制的设备包括:

(1) 安全厂用水泵。

(2) 设冷水泵及列的转换开关。

(3) 电动辅助给水泵控制。

(4) 汽动辅助给水泵控制。

(5) 6kV 供电控制(转换开关)。

(6) 容控箱出口隔离阀。

(7) 下泄管线隔离阀。

(8) 下泄高温换向阀。

(9) 下泄孔板隔离阀。

(10) 容控箱液位控制阀。

(11) 稳压器辅助喷淋隔离阀。

(12) 稳压器通断式加热器。

(13) 上充泵及相关油泵控制。

(14) 与蒸汽管线压力流量有关的安注、与稳压器压力有关的安注手动闭锁。

连续控制的设备包括:

1) 蒸汽发生器辅助给水系统电动泵流量调节阀。

2) 蒸汽发生器辅助给水系统汽动泵流量调节阀。

3) 蒸汽大气排放阀。

4) 容积控制箱液位控制阀。

5) 上充流量控制阀。

6) 下泄压力控制阀。

5.4.5.4 不在辅助控制室控制,但需隔离的主控制室的控制指令

(1) 应急柴油发电机手动启动命令。

(2) 汽动泵蒸汽隔离阀控制。

(3) 硼酸传输泵控制。

(4) 容控箱排气隔离阀控制。

(5) 上充泵排气隔离阀控制。

(6) T₃ 试验(安注、安全壳 A 阶段隔离,安全壳喷淋,安全壳 B 阶段隔离)。

(7) 安注手动控制。

(8) 安全壳隔离 A 阶段手动控制。

(9) 稳压器卸压阀控制。

(10) 反应堆冷却剂系统取样阀(蒸汽发生器上游)控制。

(11) 循环水过滤控制。

(12) 堆坑风机控制。

(13) 控制棒驱动机构风机控制。

(14) 仪用压空机控制。

(15) 安全壳喷淋泵控制

5.4.5.5 照明

对指定的所有运行区域,必须提供应急事故照明。

5.4.5.6 通信

辅助控制室与下列各区之间,须提供通信联络:

(1) 厂区交换台。

(2) 硼酸输送泵处。

(3) 柴油发电机处。

(4) 开关室。

(5) 汽轮机旁通排放阀、蒸汽发生器大气排放阀处。

(6) 辅助给水泵处。

5.4.6 辅助控制室达到和维持冷停堆的要求

5.4.6.1 所需的工艺系统

(1) 热量排出系统。

1) 蒸汽大气排放系统。

2) 蒸汽发生器水位控制,辅助给水系统。

3) 厂用水与设备冷却水系统。

4) 余热排出系统。

(2) 反应堆冷却剂系统的压力和容积控制系统。

1) 稳压器水位和压力控制。

- 2) 化学和容积控制系统上充、下泄控制。
- (3) 维持反应堆堆临界状态, 反应堆硼、水补给系统。
- (4) 核仪表系统(源量程)。
- (5) 反应堆冷却剂系统的取样。
- (6) 保持必要的辅助系统运行。
 - 1) 仪表用压缩空气。
 - 2) 柴油发电机。
 - 3) 直流和交流配电。
 - (7) 照明和通信。

5.4.6.2 要监测的变量

除热停堆监测的参数外, 增加下列参数:

- (1) 源量程核功率。
- (2) 余热排出系统流量。
- (3) 余热排出系统热交换器出口温度。
- (4) 余热排出系统热交换器入口温度。

5.4.6.3 控制的设备

除热停堆控制的设备外, 增加下列设备:

- (1) 余热排出系统流量控制阀。
- (2) 余热排出系统热交换器出口流量控制阀。
- (3) 余热排出系统—化学和容积控制系统之间的流量控制阀。

5.4.7 发展方向

随着数字化控制系统的日益成熟, 核电厂仪控系统的发展方向是全面采用数字化技术。全数字化的先进控制室采用基于数字化技术的操纵员工作站替代常规控制台盘, 实现对核电厂的监控。辅助控制室的应急停堆盘也必将由与主控制室相同的操纵员工作站代替。

6 计算机数据处理系统

6.1 计算机数据处理系统

6.1.1 系统功能要求

计算机数据处理系统和安全盘系统构成了核电厂的过程计算机系统。该系统具有现场数据采集处理、计算分析以及显示和记录信息的能力, 可为操纵员及有关人员提供电厂正常运行和事故工况下的各种信息。计算机数据处理系统不直接参与工艺过程的控制。其功能包括:

6.1.1.1 数据采集和处理功能

本功能是整个系统工作的基础, 主要完成下列功能。

- (1) 信息扫描。
 - 1) 采集开关输入量。
 - 2) 探测状态变化。
 - 3) 抑制开关输入量(用于采集通道故障、失去电源及信号摆动等)。
 - 4) 采集模拟输入量。
 - 5) 抑制模拟量测值(用于采集通道故障及超越量程等)。
- 6) 经串行链输入数据。
 - (2) 开关量信息处理。
 - 1) 记录状态变化。
 - 2) 计算内部变量。
 - (3) 模拟量信息处理。
 - 1) 把电信号转换成物理量纲值。
 - 2) 与整定值比较和记录。
 - 3) 定期计算内部变量。
 - 4) 验证和处理多重模拟量测值。

- (4) 模拟量输出和开关量输出。

6.1.1.2 协助运行功能

- (1) 报警处理和显示。
- (2) 各种信息表的显示和打印管理。
- (3) 模拟流程图和图表的显示。
- (4) 模拟变量趋势显示。
- (5) 为通用记录仪选配记录趋势的模拟测点。
- (6) 系统硬件故障探测和外部设备管理。

6.1.1.3 电厂运行数据或事故数据处理功能

- (1) 按时序记录状态变化(日志)。
- (2) 汽轮机效率计算。
- (3) 事故追忆。
- (4) 事故顺序记录。
- (5) 打印输出。
- (6) 后备存储。

6.1.1.4 反应堆监督功能

提供用于短期分析和长期分析用的数据, 本功能接受来自下列仪表测量的实时数据。

- (1) 核仪表系统数据。
- (2) 堆芯测量系统的堆芯出口热电偶数据。
- (3) 棒控和棒位系统的控制棒位置数据。
- (4) 一回路热工参数(温度、压力、流量等)。

用于短期分析的数据包括:

- (1) 来自堆芯核测量的电厂状态数据。
- (2) 堆芯温度分布图。
- (3) 堆芯热功率计算。
- (4) 氙预测。

用于长期分析的数据:

把计算反应堆性能所需的数据存在存储介质上, 供验证之用(不在本系统实现)。

6.1.2 系统性能要求

6.1.2.1 设计基准

本系统设计主要应满足可靠性、可用性和可维护性的要求, 同时还应满足雪崩准则、必要的系统裕量、采用实践检验过的设备、具有生成用户系统的能力以及具有兼容性等要求。

- (1) 可靠性。本系统应满足下列要求:

- 1) 硬件设备冗余。
- 2) 通信网络冗余, 采用双网结构。
- 3) 供电电源冗余, 且为不间断电源。

此外, 系统应采用在核电厂或类似大型工程上实践检验过的同类型的设备, 应用软件是经过验证过的成熟软件; 专门开发的软件应按有关的标准规范和质量保证计划实施。

- (2) 可用性。本系统要求利用率大于99.9%。

- (3) 可维护性。

- 1) 系统具有自诊断能力, 为维护人员提供有关的信息和检测功能。

- 2) 系统具有故障定位、在线修改组态功能。

- 3) 采用冗余配置, 保证系统维护期间的正常工作。

- 4) 采用模块化结构, 选用通用性硬件、软件, 便于系统维护。

- (4) 雪崩准则。本系统必须设计成能经得住三类成批故障信号。

- 1) 全部失去电厂某个直流配电盘供电, 即失去一个逻辑列电源及其各子列电源。

- 2) 失去配电盘的某条馈电线电源, 它能同时闭锁300

个逻辑信号。

3) 对于不是由于某逻辑列电源或子列电源故障引起的大量逻辑信号状态变化,系统必须能经受住下列数量的状态变化。

- ① 从 $T_0+0.0s$ 到 $T_0+0.5s$, 400 个状态变化。
- ② 从 $T_0+0.5s$ 到 $T_0+1.0s$, 150 个状态变化。
- ③ 从 $T_0+1.0s$ 到 $T_0+2.0s$, 100 个状态变化。
- ④ 从 $T_0+2.0s$ 到 $T_0+12.0s$, 每秒 50 个状态变化。
- ⑤ 从 $T_0+12.0s$ 到 $T_0+60.0s$, 每秒 20 个状态变化。
- ⑥ 从 $T_0+60.0s$ 到 $T_0+120.0s$, 每秒 5 个状态变化。

(5) 系统裕量。

1) 系统中 CPU 的负荷率。

- ① 处理器模块的负荷率不大于 50%。
 - ② 操作员站和服务器单元的负荷率不大于 40%。
- 2) 发生雪崩事件时,软件应避免 CPU 过载。

3) 系统存储器的负荷率为:

- ① 内部存储器的负荷率不大于 50%。
 - ② 外部存储器的负荷率不大于 40%。
- 4) 系统中电源模件的负荷率不大于 40%。
- 5) I/O 模件裕量为 10%~15%。
- 6) 系统机柜插件槽裕量为 10%~15%。

7) 系统通信总线负荷率不大于 30%,以太网负荷率不大于 20%。

(6) 具有生成用户系统的能力。系统能适应用户下列的需要:

- 1) 在规定范围内的不同硬件配置。
- 2) 各种变量的建立和修改。
- 3) 各种逻辑方程的建立和修改。
- 4) 屏幕显示画面的建立和修改。
- 5) 输出打印格式的编辑。
- 6) 修改和扩充应用功能。

(7) 系统兼容性。系统应具有兼容性和开放式的结构,以适应进一步的硬件扩展更新、系统和支持软件的升级换代。

6.1.2.2 过程输入、输出量类型

(1) 分列采集。根据隔离准则要求,不同系列电源实体分隔或独立,本系统信号按列分别采集。

(2) 逻辑采集系统输入。该类信号包括电源有效、集中的继电器电路模块、设备状态、仪表设定阈值等信号。

1) 信号类型,分为电压型和触点型两类。

2) 扫描速率要求:

- ① 正常型逻辑信号,扫描速率为 40ms。
- ② 中断型逻辑信号,实时响应,分辨率为 1ms。

3) 抗干扰性能。

① 设备能经受得住 500V 电压。

② 输入电路应能经受住切断电路时产生的过电压而不丧失功能。

③ 接点输入模件应有防抖动滤波处理来消除接点抖动的影响,并同时确保 SOE 信号输入的分辨率为 1ms。

4) 逻辑信号输入量。有 5300 个左右的信号(已包括 10%的裕量),其中 SOE 信号约 300 个。

(3) 模拟采集系统输入。

1) 信号类型。

① 0~10V DC 输入信号,输入阻抗不低于 500k Ω ,数量约 250 个。

② 热电偶(TC)输入信号,数量约 300 个。

③ 热电阻 Pt100(RTD 三线制)输入信号,数量约 300 个。

④ 4~20mA 输入信号(接地或不接地),数量约 200 个。

2) 扫描速率。

① 约 10%的输入信号,每 2s 扫描一次。

② 约 40%的输入信号,每 20s 扫描一次。

③ 约 50%的输入信号,每 60s 扫描一次。

3) 抗干扰性能。本设备必须能抗得住下述范围内的干扰电压。

最大共模:250V(有效值)。

差动噪声:60V(有效值)。

测量通道的抗干扰能力为:

① 共模抑制比大于 100dB。

② 50Hz 差动分量的低通滤波大于 60dB。

当正常运行施加于热电偶下列特性的阻尼振荡信号时,本测量电路不能呈现出大于 5%的扰动:

① 5 个循环后振荡为 0。

② 对于串模方式,在 100kHz 频率下的最大值为 500mV。

③ 对于共模方式,在所有频率下的最大值为 2~10V。

4) 系统精度。从输入端到输出设备(打印机、控制台和模拟量输出)间的整个系统精度,在整个运行温度和电压范围内(共模和差动电压为 0),高电平输入信号为 $\pm 0.1\%$;低电平输入信号为 $\pm 0.2\%$ 。其中包括所有的扫描、滤波、放大、A/D 转换、数字处理和数字显示在内。

5) 模拟信号采集的自检查。在每个扫描循环后,为测试模拟信号采集系统的可利用性,应提供有专门的输入信号。每次采集后,测试该输入信号。假如检测到某个故障,必须禁止与其相连的各输入信号。

(4) 脉冲量输入。系统能采集 32 个脉冲输入量,信号来自电子设备间。16 位计数器,最高频率为 100kHz。

(5) 逻辑和模拟输出量。逻辑量和模拟量的输出主要用于本系统与其他系统的一些特殊接口,如送主控制室记录仪信号等。

1) 逻辑信号输出。输出信号为继电器接点,数量约为 20 个左右。

2) 模拟信号输出。

① 信号类型:提供的模拟输出信号为 4~20mA。

② 更新速率,必须以每 20s 的速率更新模拟输出量。

③ 抗干扰性能,最大共模电压为 200V(有效值)。

④ 精度为 $\pm 0.2\%$ 。

⑤ 数量约为 40 个左右。

(6) 串行链信号。

1) 接口标准:RS-422 或电流环。

2) 向堆芯测量系统输出信息。在堆芯中子通量测量系统工作期间,对每个穿插过程必须向堆芯中子通量测量系统以串行链方式提供反映当时电厂状态的实时数据,如堆外核测量数据、堆芯出口热电偶数据、控制棒位置数据、一回路热工参数(温度、压力、流量等)。

3) 接受棒控棒位系统传送来的控制棒位置信号。

4) 接受堆芯测量系统送出的信息,如堆芯热电偶温度、堆芯过冷裕度、压力容器水位等信息。

5) 接受核仪表系统特性值。

6.1.3 系统组成

6.1.3.1 总体结构

本系统是一个网络结构的分布式的计算机系统，从硬件

逻辑结构上分为数据采集、集中处理和接口设备三级，秦山第二核电厂的计算机系统总体结构示意图见图 2.5-49。

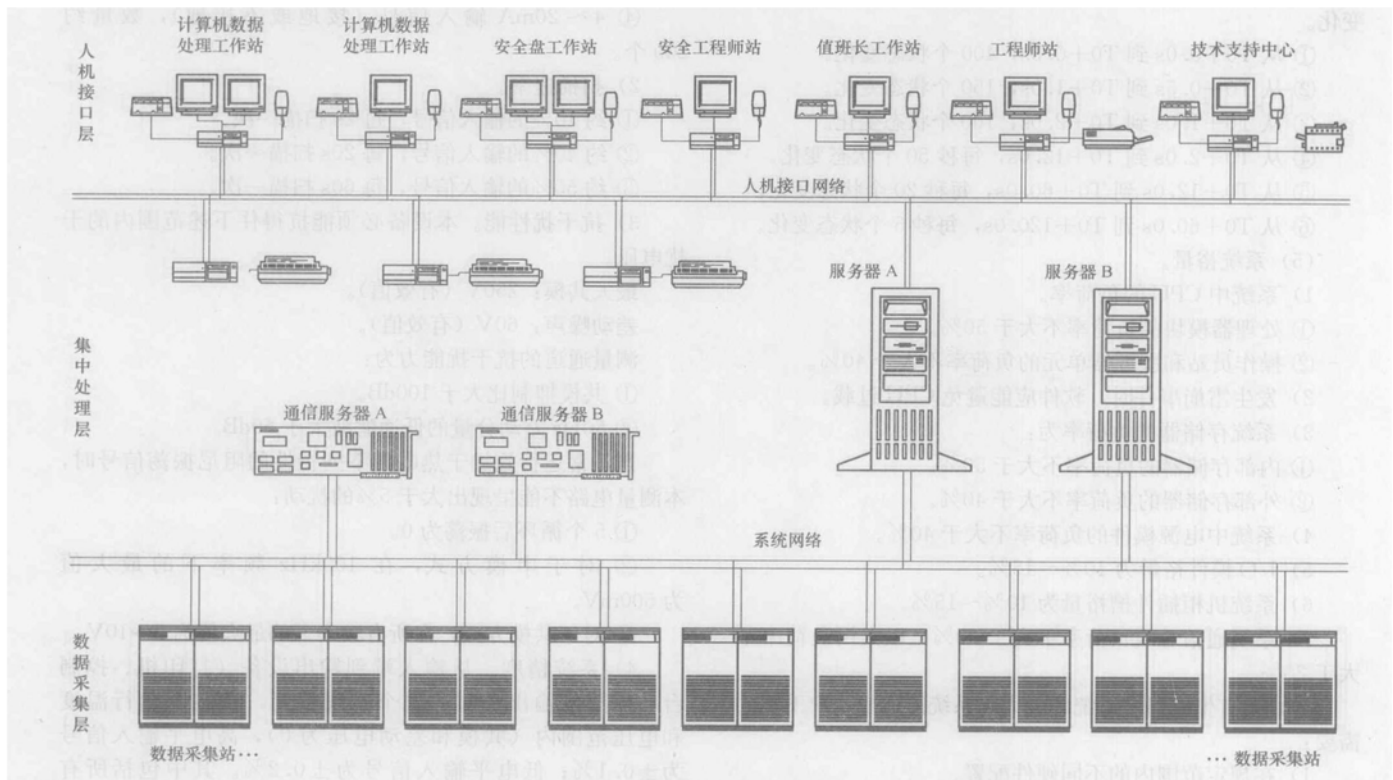


图 2.5-49 秦山第二核电厂计算机数据处理系统结构图

6.1.3.2 数据采集级

数据采集级由若干个现场数据采集站和两个冗余的串行通信服务器组成。

(1) 数据采集站。现场数据采集站主要完成现场数据采集和预处理功能。

(2) 通信服务器。通信服务器分别接收来自其他系统的通信数据或将电厂过程计算机系统的数据发送到其他系统。这两个通信服务器连接的通信链路分别为：

1) 通信服务器 A。

- 一条来自棒控和棒位系统的输入。
- 一条来自堆芯测量系统的输入。
- 一条来自核仪表系统的输入。
- 一条远程通信输出。

2) 通信服务器 B。

- 一条来自堆芯测量系统的输入。
- 一条远程通信输出。

6.1.3.3 集中处理级

集中处理级完成对采集数据的接收、存储和处理数据功能，由两台互为热备用的中央服务器组成。主服务器发生故障时程序自动进行无扰动切换，使备份服务器立即作为主服务器进行在线工作，故障服务器可离线检修。

6.1.3.4 人机接口级

人机接口级是本系统与主控室操纵员的接口，是电站状态信息显示的窗口之一，同时执行仪控工程师日常维护的功能，由计算机工作站和打印设备组成，分别设在计算机房、主控室、值班长室和技术支援中心。

(1) 工作站。包括本系统两个工作站、安全盘工作站、安全工程师站、工程师站、值班长站和技术支援中心站，共计 7 个。

(2) 打印设备。系统共配置 6 台打印机，其中 3 台字符打印机和一台彩色激光打印机均配置打印服务器，配置冗余的以太网接口；工程师站配置 1 台单色激光打印机；技术支持中心站配置 1 台彩色激光打印机（两个机组共用）。

6.1.3.5 网络设备

本系统采用分布式的网络结构，网络通信介质采用光缆或双绞线，要求网络冗余及独立 A、B 路电源的隔离。

(1) 人机接口网络。终端总线完成处理级和人机接口级的通信功能，具有单一故障容错的高度可用率。该总线采用高速冗余的工业以太网，传输速率为 100Mbps，传送介质为光缆或同轴电缆，通信协议为 TCP/IP 协议，可与上层管理网络互联，保证系统的开放性。该层网络中大量的通信数据主要在中央服务器与人机界面设备间传送，配置以两个堆叠式的交换器组，每个工作站、打印服务器和中央服务器上均配置两块冗余的网卡，通过光缆或双绞线连接到网络中心的 2 个交换器组。每个交换器组由两个交换器组成，并分别由两路独立的电源供电（A 路和 B 路），两个交换器之间通过光缆连接以便实现 A 路、B 路间的隔离。

(2) 系统网络。系统网络可采用高速交换式以太网或令牌总线网，应保证数据传送的实时性。

该层网络为集线器连接方式，集线器根据设备安装位置和电源供电不同而设置。同一设备集中连接到当地集线器，不同电源供电的设备连接到不同的集线器。设备与集线器之间的介质为双绞线，集线器之间以光缆连接。这种双冗余 A、B 两路供电分别连接的方式既保证通信的可靠，又保证 A、B 两路的隔离。系统网络共配置 10 个集线器，分别设置于计算机房、电子设备间、A 列继电器室、B 列继电器室等地。

6.1.3.6 软件说明

(1) 系统软件。系统软件主要包括:

- 1) 基本操作系统。
- 2) 客户端界面开发工具。
- 3) 主服务器实时数据库。
- 4) 数据库管理系统。
- 5) 系统初始化(初始化和启动)。
- 6) 系统配置。
- 7) 其他支撑软件等。

(2) 应用软件。

1) 系统组态软件,包括数据库组态工具、图形生成工具、计算组态报表工具、系统配置管理生成工具等。

2) 系统应用软件,包括数据采集和处理、报警管理、事故追忆管理、SOE处理、日志管理、表格和信息管理、人机界面管理、外部接口通信服务、报表和信息打印管理、

计算服务、历史数据管理、安全监督软件、同步管理、系统设备故障诊断测试软件、系统在线修改软件等。

3) 存档数据分析软件,提供对后备存储历史数据进行离线查询、统计分析功能。

4) 电厂机组描述(PUD),可用文本处理程序修改。

6.1.4 发展动向

随着数字化技术的发展,核电厂仪控系统在总体结构上将采用一体化分布式仪表控制系统(DCS),完成核电厂数据采集和处理、过程控制和保护以及电厂运行状态信息显示等功能。

一体化分布式仪表控制系统采用分层分组结构,以便于系统开发、调试和维护。系统垂直分层——工艺系统接口层、自动控制和保护层、操作和管理信息层、全厂技术管理层,其中自动控制和保护又可依功能分为若干功能子组,其结构示意图图2.5-50。

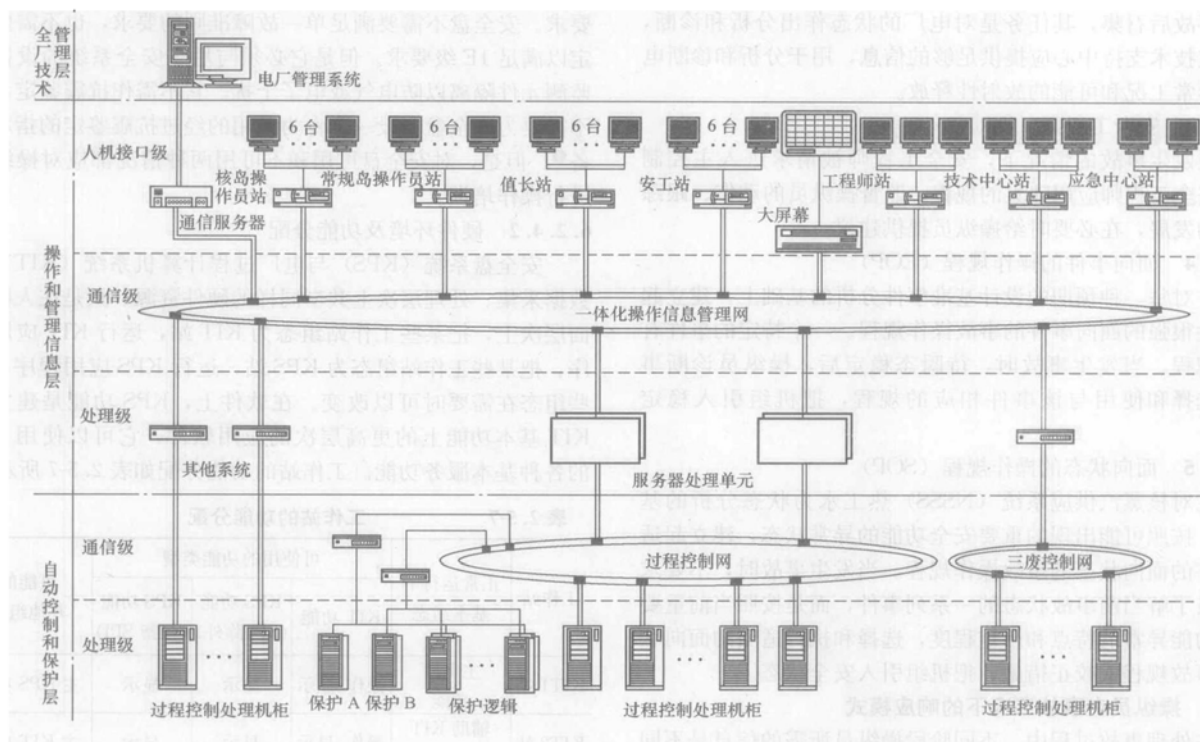


图 2.5-50 一体化分布式仪表控制系统结构示意图

一体化分布式仪表控制系统为故障安全设计,即上一层功能的丧失不会影响下一层功能的进行,如当操作和管理信息层通信故障后,自动控制和保护层应能继续执行其控制和保护功能;同时当仪控系统故障时,应使受其控制的一次工艺系统保持在安全工作状态。

一体化分布式仪表控制系统提供足够的数据采集、处理和网络通信能力,同时还应有点对点的硬接线手段。

一体化分布式仪表控制系统采用标准化的网络通信协议和开放性计算机软件体系,使系统具备可兼容性和可扩展性,以减少软件系统对硬件系统的依赖性从而使计算机硬件的选择更具灵活性。

一体化分布式仪表控制系统具备支持维护和试验需要的系统的自动诊断和自动试验能力。系统中的设备应具备在线更换或维修能力。

一体化分布式仪表控制系统采用计算机化的主控制室取代以常规模拟监控设备为主的主控制室。其中计算机数据处理系统被电厂计算机信息和控制系统所取代,该系统通过电

厂机组网络获得电厂的输入输出数据,并对所获得的数据进行处理,把处理结果送到显示装置,为电厂运行人员提供机组设备状态的信息及操作指导。同时,做为电厂重要的操作手段之一,它接收操纵员的命令,并把命令传递到过程控制网络,从而实现对电厂的操作。

6.2 安全盘系统

6.2.1 安全盘功能的提出

1979年3月28日,美国三哩岛核电厂2号机组发生一起严重事故,堆芯失水几个小时而烧坏,有1000m³左右的高放水经不能自动回座的卸压阀进入反应堆厂房。这次由于关键设备故障加上人因错误引起的事件震惊世界。具有最大核电容量的美国 and 法国尤为重视,在对事件进行深入调查研究的基础上,提出对策,形成行动计划,并制定法规,在现役的、在建的和设计中的核电厂上实施。行动计划的重要内容之一是改进核电厂的应急响应设施,特别是改进控制室的人机接口,为运行人员提供一组综合的能全面监视电厂安全

的信息。

安全盘功能，也叫安全参数显示功能就是在这样的背景下产生的。

6.2.2 基本概念

与安全盘功能密切相关的基本概念包括：

6.2.2.1 安全盘系统 (KPS)

安全盘系统是电厂过程计算机系统的一部分。安全盘系统被设计成通过一组最小化的电厂关键参数显示，给出在事故工况下电厂安全状态的综合信息，从而帮助操纵员进行诊断并作出正确的决策。它是核电厂事故工况或事故后工况下使用的重要补充监视功能。

6.2.2.2 技术支持中心 (TSC)

技术支持中心是位于厂区内的一个设施，它应该比较靠近主控制室，在紧急情况下，技术支持中心为主控制室的人员提供电厂管理和技术上的支持。技术支持中心的专家由厂长在事故后召集，其任务是对电厂的状态作出分析和诊断，因此在技术支持中心应提供足够的信息，用于分析和诊断电厂的异常工况和可能的放射性释放。

6.2.2.3 安全工程师 (ISR)

在发生事故的情况下，安全工程师被请求进入主控制室。安全工程师应用独立的规程，监督操纵员的动作、跟踪事态的发展，在必要时给操纵员提供建议。

6.2.2.4 面向事件的操作规程 (EOP)

在对每一种预期的设计基准事件分析的基础上，建立起针对性很强的面向事件的事故操作规程。一个特定的事件有一个规程。当发生事故时，待瞬态稳定后，操纵员诊断事件，选择和使用与该事件相应的规程，把机组引入稳定工况。

6.2.2.5 面向状态的操作规程 (SOP)

在对核蒸汽供应系统 (NSSS) 热工水力状态分析的基础上，按照可能出现的重要安全功能的异常状态，建立起适用性广的面向状态的事故操作规程。当发生事故时，不要求操纵员了解当前事故状态的一系列事件，而是按照当前重要安全功能异常的特点和严重程度，选择和执行适当的面向状态的事故规程或校正措施，把机组引入安全状态。

6.2.3 操纵员在事故工况下的响应模式

在处理事故过程中，不同阶段操纵员所需的信息是不同的。经过对实际经历过各种事件的操纵员进行广泛访问调查以及在控制室模拟机模拟运行的基础上，对操纵员在异常工况下的作用和决策过程进行了研究，提出操纵员的响应分为四个阶段：

6.2.3.1 探测阶段

目标：监督影响安全功能的参数，监督专设安全设施是否处于可利用状态。

所需信息：反映电厂安全状态的综合显示，电厂工作点的动态显示，不可利用专设安全设施的配置显示等。

6.2.3.2 反应阶段

目标：检验安全系统是否已作出正确反应，以及关键参数是否正在恢复到正常数值。

所需信息：反映安全系统的工作状态以及关键参数当前状态的信息。

6.2.3.3 诊断阶段

目标：诊断事故原因，选择适当的事故处理规程，以及

检查危及防止放射性物质释放边界完整性的程度。

所需信息：诊断事故的逻辑判断图，电厂主要系统的状态，以及主要参数的趋势等。

6.2.3.4 校正阶段

目标：检查校正动作是否达到预期的效果。

所需信息：反映电厂安全状态的综合显示。

因此安全参数显示系统的目的就是为达到上述各阶段的目标提供相应的信息。

6.2.4 安全盘系统的设计准则

6.2.4.1 设计准则

安全盘的设计特点是对正常运行瞬态及事故工况期间通常使用的控制室设备的补充。在安全盘不可使用的事件中，能用控制室设备的常规方法来作为后备。从这个意义上讲，安全盘是作为基本部件以外的设备使用的，是对基本部件的补充和扩展。因此，安全盘不需要满足适用于控制室仪表的要求。安全盘不需要满足单一故障准则的要求，也不需要鉴定以满足 1E 级要求。但是它必须与用于安全系统的设备和监测元件隔离以防电气或电子干扰。它不需作抗震鉴定，也不需要为安全盘增设一个专为备用的经过抗震鉴定的指示设备^①。但是，对安全盘可用和不可用两种情况都应对操纵员进行操作培训。

6.2.4.2 硬件环境及功能分配

安全盘系统 (KPS) 与电厂过程计算机系统 (KIT) 在数据采集、处理层次上共享同样的硬件资源，只是在人机界面层次上，把某些工作站组态为 KIT 站，运行 KIT 应用程序，把某些工作站组态为 KPS 站，运行 KPS 应用程序，这些组态在需要时可以改变。在软件上，KPS 功能是建立在 KIT 基本功能上的更高层次的应用软件，它可以使用 KIT 的各种基本服务功能。工作站的功能分配如表 2.5-7 所示。

表 2.5-7 工作站的功能分配

工作站	正常运行下基本组态	可使用的功能类型			可能的其他组态
		KIT 功能	KPS 功能 (SPI 除外)	KPS 功能 (仅指 SPI)	
KIT1 站	主 KIT 功能	操作、显示	显示	显示	主 KPS 功能
KIT2 站	辅助 KIT 功能	操作、显示	显示	显示	主 KIT 功能
KPS 站	主 KPS 功能	显示	操作、显示	显示	主 KIT 功能 ISR KPS 功能
ISR 站	ISR KPS 功能	显示	显示	操作、显示	主 KPS 功能 辅助 KIT 功能
TSC 功能	TSC 功能	显示	显示	显示	—
值长站	值长功能	显示	显示	显示	—
工程师站	工程师功能	显示	显示	显示	—

6.2.4.3 显示设备的位置

对于一个电厂机组来说，在三处设置终端：

- (1) 主控制室的操纵台上 (操纵员使用)。
- (2) 主控室的安全工程师台上 (安全工程师使用)。
- (3) 技术支援中心的显示台上 (技术专家使用)。

操纵员按照安全盘上提供的信息用面向事件的方法识别发生的事故、监督安全动作执行、诊断事故和选择适当的事

① 在 NUGRE-696 中要求 SPDS 满足抗震要求，或采用两套 SPDS 的做法：即一套计算机化的 SPDS 提供高性能和灵活的信息显示，一套备用的 SPDS 满足地震中、地震后连续运行的要求。

故后处理规程并依靠相应的画面指导操作。

在发生事故后应召到位的安全工程师用其专用的安全盘终端提供的信息验证和监督操纵员的操作,并用面向状态的方法连续监督电厂的安全状态及主要系统的可利用性,协助处理事故。

技术支援中心的专家由厂长在事故后召集,利用其专用的安全盘终端所提供的信息对电厂的安全状态作出估价和诊断,向厂长提供技术支持。

6.2.4.4 信息显示的要求

(1) 人因工程原则必须贯穿在安全参数显示系统设计的各个方面,以提高控制室人员功能的有效性。

(2) 对反映电厂安全状态的重要参数,应能提供连续的趋势显示。

(3) 信息容易发觉和理解。

(4) 安全参数显示能简明地为操纵员提供有效的信息。

6.2.4.5 系统的可靠性要求

安全盘的可靠性依赖于整个计算机系统的可靠性,一般不低于 99.98% (平均维修时间 4h)。

6.2.5 安全盘系统功能实例

目前我国已经建成并商业运行的秦山二期、大亚湾和岭澳压水堆核电厂都采用了下列设计方法。

6.2.5.1 安全盘系统的组成

安全盘系统由计算机系统和常规仪表组成。

计算机系统,包括与主控室信息系统共用的计算机处理部分以及操纵员工作站、安全工程师工作站、技术支持中心工作站。

两个常规指示仪用于显示反应堆压力容器水位和过冷度(A/B列各一个)。这两个参数对于大部分事故规程的选择和应用都是重要的。所以在操纵员工作台上单独显示以便操纵员判断堆芯排热过程。

6.2.5.2 安全盘的功能

计算机的安全盘功能主要包括:

(1) 识别第一故障。本功能的目标是向操纵员发出安全动作的顺序以及识别产生这些动作的第一故障。一旦系统探测到安全动作的原因或命令,在操纵员屏幕上显示一幅图表,表中有:

- 1) 产生动作的时间及其原因。
- 2) 产生安全动作的列号。
- 3) 这些动作执行的结果。

(2) 监督执行机构。本功能协助操纵员跟踪监督安全动作的执行。它是在一些模拟流程图上通过显示执行机构的下列信息实现的。

- 1) 设备位置。
- 2) 不一致性。
- 3) 可利用性。

还对是否失去提供上述数据的 48V DC 采集电源进行监视,从而确定上述信息是否可信。其状态在相应的画面上通报操纵员。

(3) 故障、事故诊断和规程选择(DEC)。当主控室出现 DEC 报警时,本功能按照 DEC 规程自动诊断出故障原因并协助选择相应的处理规程。本功能是在 DEC 规程的基础上实现的。当主控室出现任何一个 DEC 报警时就启动本功能,操纵员可在屏幕上观察到机组状态及所选择的操作规程等信息。

(4) 安全注入后事故诊断和规程选择(AO)。在安全注入后,本功能可按照 AO 规程自动诊断事故原因并协助选择

相应事故处理规程。

(5) 监测安全注入。本功能协助操纵员操作安全注入。本功能的依据是若干幅稳压器水位与过冷度之间的关系曲线图。

(6) 监测电厂运行点。在电厂升温或冷却过程中,用若干幅主回路压力与温度之间的关系曲线图协助操纵员监测电厂运行点,并确定它是否在许可的范围以内。

(7) 监测电厂状态。本功能是为安全工程师建立的。显示出若干幅逻辑流程结果图,从面向电厂状态的角度来验证操纵员对事故的识别、诊断和规程选择,并跟踪当前的操作,为操纵员提供指导[协助安全工程师执行通用监督规程(SPI 规程)]。

在操纵员执行极限事故处理规程(U1 规程)时,应为安全工程师提供协助执行通用监督规程(SPU 规程)的可能性。

(8) 监测余热排出。本处理可探测到余热排出系统在工作中的故障。

(9) 监测安全功能。对于下列每个功能,显示出具有代表性的模拟变量趋势图。

- 1) 核功率。
- 2) 堆芯冷却。
- 3) 通过二回路系统对反应堆冷却剂的热排除。
- 4) 反应堆冷却剂的装载量。
- 5) 安全壳完整性。

(10) 电厂状态综合显示。本功能为操纵员提供在正常工况和扰动工况下电厂的重要信息和与安全有关的主要设备的状态。

按照前面所述的操纵员不同阶段的目标和所需的信息来组织这十个功能,见表 2.5-8。

表 2.5-8 安全盘功能画面组织

工况	人员组织	操纵员响应模式	安全盘功能	画面组织
正常工况	操纵员		辅助操纵员监督电厂运行状况,监督专设安全设施是否处于可利用状态	电厂状态综合显示(ISAC)可以作为第一级画面,并可调用执行机构监督画面
电厂瞬态及事故工况	操纵员	探测阶段	诊断电厂的异常	调用 ISAC 的详细诊断画面, P/T 画面(电厂运行点监视),一旦有事引起保护系统动作,自动推出识别第一故障画面
		反应阶段	检验安全系统是否已经正确反应	执行机构监督画面
		诊断阶段	诊断故障或事故原因	用 DEC 或 AO 诊断画面、诊断故障或事故原因,选择适当的操作规程
		执行校正动作阶段	检查校正动作是否达到预期效果	ISAC, 安注监督, 余热排除监督, 利用安全功能监督画面, 监督电厂关键参数的趋势
	安全工程师	监督操纵员的动作	监督操纵员的动作,需要时,要求操纵员放弃正在运行的操作规程,使用应急操作规程	SPI (事故后连续监督)

从表中可以看到,所有这些功能均在电厂瞬态或事故工况期间使用,在电厂正常运行期间也可协助操纵员工作。其中,连续监督电厂状态功能是基于面向状态的事故处理规程,是专门供安全工程师使用的,其余九个功能是基于面向事件的操作规程,供操纵员使用的。通过这样的设计,不仅提供了人员的冗余,还提供了多样化的事故处理手段。

6.2.5.3 供操纵员使用的信息

(1) 电厂状态综合显示 (ISAC)。这个功能在正常运行

安全注入启动以来时间:hh:mm:ss (17)

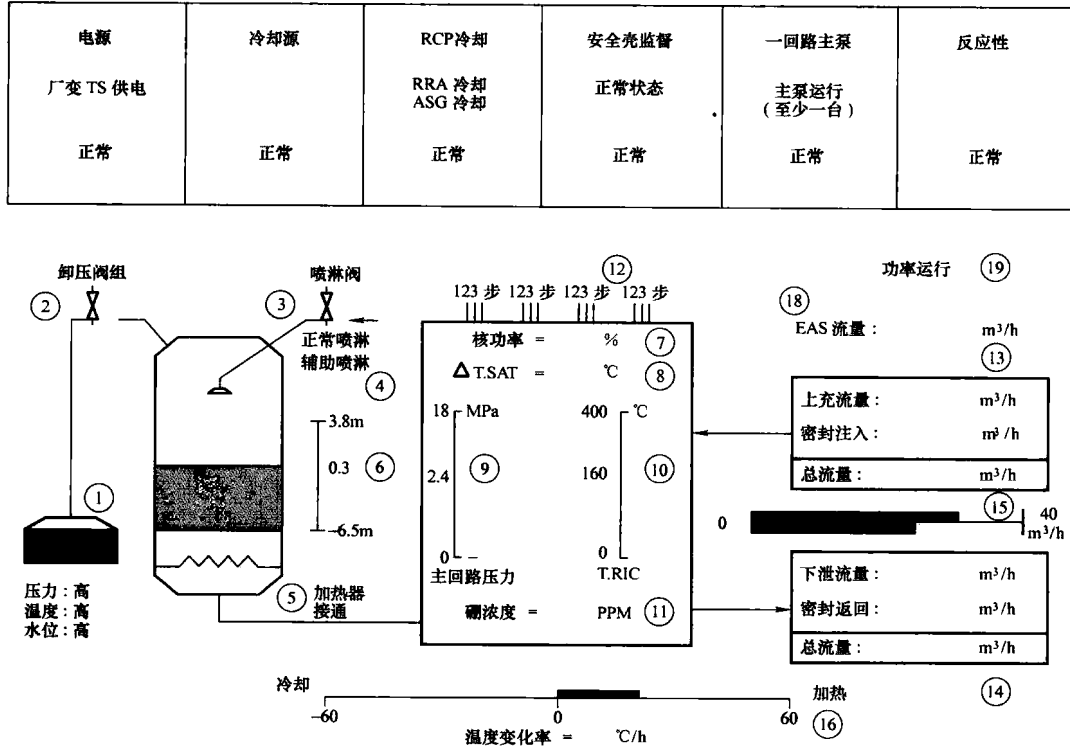


图 2.5-51 电厂状态综合显示

(2) 识别第一故障。一旦诊断出有事故发生,或有保护动作发生,自动推出该画面,在该画面给出产生保护动作的第一个原因,并给出保护动作执行的状况,帮助操纵员采取进一步的措施。

(3) 安全注入后事故诊断和规程选择 (AO)。该功能可以帮助操纵员诊断事故的原因,并选择适当的处理规程。

其他几个功能也是辅助操纵员进一步的诊断并给出安全动作执行情况。

6.2.5.4 供安全工程师使用的信息

供安全工程师使用的信息主要是计算机化 SPI 规程。它从面向状态的角度,监督操纵员操作(基于面向事件的规程)的效果。必要的情况下,会要求操纵员放弃正在执行的规程,转而执行其他的规程。

6.2.6 发展动向

我国已建成并投入商业运行的秦山二期、大亚湾和岭澳核电站的安全盘系统设计基本参考法国核电站的设计思想。美国核电站的安全盘系统有一些不同,通常其设计是按照层次来组织的。即

第一层:概貌显示,通常以极限图或列表方式,显示出电厂最关键的安全功能状态。

第二层:一般包括安全功能状态树和电厂运行限值曲线(P/T图)。

第三层:可以包括更详细的信息,如综合的或单个系统

和事故情况下为运行人员提供一幅有关电厂重要安全功能监督及当前电厂状态的画面。

电厂重要安全功能的监督包括:电源、冷却源、反应堆冷却剂系统冷却、安全壳、主回路泵、反应性及重要水箱。

当前电厂状态的信息包括:一回路水的存储量、堆芯参数、稳压器状态和电厂运行工况等。

当出现异常时会有相应的提示,操纵员可以进一步调出详细诊断画面。见图 2.5-51。

的流程画面。

两种设计虽然方法不同,但都提供了电厂关键参数的简明、综合的信息显示。

近年来安全盘系统设计也在不断发展,法国核电站已逐渐用面向状态的操作规程代替面向事件的操作规程,作为操纵员支持功能的安全盘系统的设计也有相应的发展。安全盘系统的概念似乎在弱化,逐步与面向状态的事故处理规程融合。

7 核电厂电气系统

7.1 核电厂电气系统功能、组成

核电厂电气系统一般包括发电机回路、电力输送系统和厂用电系统。其中,发电机回路和电力输送系统与火电厂相应的系统基本相同。厂用电系统则有其特殊要求:一是与汽轮发电机组的正常运行有关;二是为核蒸汽供应系统的安全运行条件所需。为确保核电厂连续安全运行应满足以下几点:①二者均应具有高度的可靠性,但对后者的要求更为严格;②对核安全至关重要的设备需要多重配置;③需设置应急电源;④根据执行安全功能的不同,要对厂用电设备进行安全分级,具有核安全功能的为安全级(IE级),其他为非安全级;⑤IE级设备在设计、制造、鉴定试验和抗震要求等方面都有严格要求。

7.1.1 输配电系统

输配电系统与厂外输电系统、核电厂主发电机和厂内配电系统连接,将发电机发出的电力输送给电网;同时,当来自厂外输电系统或来自电站主发电机的电力有效时,在电站的各种运行工况下,该系统为电站厂用电系统分配电力。

核电厂接线方式基本上都采用发电机—变压器组单元制接线形式,直接升压至超高压(如500kV)连接到电网的输电系统。

汽轮发电机出口电压在20kV左右。为避免发电机回路引线故障,对发电机和主变压器之间的线路,以及到厂用变压器去的分支线路,一般都采用离相母线,三相分别安装在铝筒中。发电机要能够承受突然减负荷引起的转速瞬时升高,并且能长时间低负荷(带厂用电负荷)运行。

升压变压器组由三台单相变压器组成。以接入500kV输电系统为例,升压变压器和500kV开关站可以以电缆也可以以SF₆气体绝缘母线GIC相连。

500kV开关站一般采用SF₆气体绝缘断路器装置(GIS)。这些设备不仅紧凑坚实,而且还具有高可靠性、检修周期长、维护方便和抗震特性好等特点。为了保证升压站运行的可靠性和灵活性,500kV开关站一般均采用一个半断路器接线形式。

输电线路的回路数应当满足:当一回500kV出线检修,同时另一回500kV出线故障停运时,剩余的500kV出线仍能将该核电厂的电力全部送入电网。

在核电厂内还设有220kV辅助开关站,以一回220kV线路与核电厂附近的220kV变电所相连。在反应堆停堆,同时500kV厂外电源不可用时,辅助开关站可作为备用电源,以保证反应堆的安全。

500kV输电网和220kV输电网共同组成了核电厂的厂外电源(厂外主电源和厂外辅助电源)。

7.1.2 厂用电系统

核电厂厂用电系统的功能是在电站各种工况下(正常、异常或事故工况下)为电厂核安全级和非安全级的辅助设备提供安全可靠的电源,以保证核电厂的安全运行。厂用电系统一般包括中压和低压交流配电系统、厂内备用交流供电系统、直流和低压重要交流供电系统。

7.1.3 厂用电系统的组成

厂用电系统主要涉及厂用电源、厂用负荷、电气设备等方面。

7.1.3.1 厂用电源

(1) 厂用电源一般应满足如下要求。

1) 每个核电厂应具有两条独立的、与高压电网相连接的厂外电源。

2) 每个核电机组应具有两条独立的、由两台柴油发电机组组成的应急厂内电源。

(2) 根据上述要求,核电厂一般有以下几种厂用电源。

1) 厂外主电源。由厂外输电线路提供,由接于发电机断路器与主变压器之间的厂用工作变压器供电。以大亚湾核电站为例,在主变压器的低压侧,连接有两台厂用工作变压器作为厂外主电源。在主发电机正常运行时,这两台降压变压器由主发电机供电;当发电机停机时,则由与主变压器相连接的超高压电网经主变压器降压后供电。

2) 厂外辅助电源。对于双堆核电厂,厂外辅助电源由一路与输电线路无关的厂外线路以及由与该线路并联供电的两台厂用辅助变压器组成。当厂用负荷失去主电源供电且汽轮发电机组带厂用负荷不成功时,对仍需继续工作的厂用负

荷切换至辅助电源供电。核电厂由厂用主电源正常供电期间,如果辅助电源发生故障,并在规定时间以内不能恢复,则即使在应急柴油发电机全部可用的情况下,也应考虑全厂停机和停堆,以确保核电厂的安全。厂外辅助电源为两堆共用。

3) 应急电源。由两台柴油发电机组组成。当厂外主电源和辅助电源都丧失时,应急电源应对能保证核电厂处于安全状态的厂用设备供电。

4) 蓄电池组。在厂外主、辅电源丧失,而应急柴油发电机尚未达到额定电压、频率之前或不能正常启动时,则由蓄电池组给全厂紧急停堆和控制的设备提供可靠直流电源。

5) 水压试验泵专用汽轮发电机供电系统。当厂内、外电源都丧失时,为确保反应堆冷却剂泵密封注水不会中断,防止冷却剂向外泄漏,专门设置了一台由蒸汽发生器供汽的汽轮发电机组,或设置专用的柴油发电机组,为水压试验泵提供380V的电源。除此之外,此系统还向泵房的应急通风机供电,当蓄电池组的能量耗完时,此系统还向那些由蓄电池组供电的、单元机组运行操作所必需的测量仪表及其他控制器(蒸汽发生器大气排放阀、汽动泵流量调节阀、主给水泵密封水注入流量调节阀)供电。

6) 附加电源。设有一台燃气轮机发电机或柴油发电机作为厂区附加电源,其功能如下:

当一个核电单元机组中任何一台应急柴油发电机组不可用时,可由附加柴油发电机组替代,用以延长核电机组的运行时间,减少经济损失。附加柴油发电机组(双堆核电厂一般称之为第5台柴油发电机)的启动时间及带载方式与应急柴油发电机组相同。

在特殊工况(同时失去全部厂外和厂内电源)时,给所需的核辅助设备供电。此时,附加柴油发电机组为手动启动和带载。

7) 控制棒驱动机构电源系统。该系统的任务是通过两套带飞轮的电动发电机组来确保对控制棒驱动机构的线圈连续供电。上述线圈一旦失去电源,则驱动杆和控制棒将依靠自身的重力落入堆芯,使反应堆紧急停堆。由于电动机带有惰走飞轮,因此该系统与核电厂电源的任何暂态扰动无关,具有一定的独立性。当然,当厂外主电源失去时,由于驱动发电机的电动机的上级电源也将失电,因此电动机停转,发电机停机,驱动杆和控制棒落入堆芯,反应堆自动停堆。

7.1.3.2 厂用负荷

厂用电系统主要为以下几种厂用负荷供电:

(1) 单元厂用设备。这些设备是核电厂正常生产电能所需要的。当核电机组发生事故停运后,它们也可停止运行。例如,反应堆冷却剂泵、循环冷却水泵和主给水泵等。单元厂用设备是由厂外主电源供电。

(2) 常备厂用设备。这些设备在核电机组停运期间或以后都需要工作,在正常运行期间有的也需要工作。例如,设备冷却水系统和常规岛闭路冷却系统的循环泵、压缩空气生产和分配系统等,常备厂用设备需两个厂外电源,核电厂正常运行时由厂外主电源供电,当主电源发生故障时,可切换至厂外辅助电源供电。

(3) 应急厂用设备。包括安全级厂用设备及主设备安全厂用设备。

1) 安全级厂用设备。这些设备用来防止、限制、减少放射性物质的泄漏。属于这类的厂用设备如:堆芯应急冷却系统(安注泵);安全壳喷淋系统(安全壳喷淋泵);空气净化系统;辅助给水系统。这类设备是1E级的。

2) 主设备安全厂用设备。这些设备保障电厂主要设备的安全,以维持发电设备在可运行状态。属于这类的厂用设备如发电机组润滑系统。

应急厂用设备在两个厂外电源均失去时,需要由内部应急电源供电,以保护核电厂的安全。应急直流负荷由直流电源系统供给,需要不间断供电的应急交流负荷由交流不间断电源系统供给。

(4) 两个单元机组共用以及厂区用电设备。两个单元机组共用的设备不专属于某一单元机组,然而参与两个单元机组的运行。厂区用电设备与电能生产无直接关系,其功能不直接影响核电机组的运行。例如:除盐水生产厂房、核废物处理厂房设备等。这些设备需要由两个单元机组的厂用电系统供电,正常时由其中一个单元机组的正常厂用电系统供电,当该电源系统故障时,由另一个机组的正常厂用电系统供电。

7.1.3.3 电气设备

厂用供电设备主要包括变压器、配电盘、电缆、蓄电池、充电器、逆变器、电缆、柴油发电机等电气设备。这些设备根据执行安全功能的不同,分为核安全级(IE级)和非核安全级(非IE级)。其中,核安全级是完成下列各项功能所必需的。

- (1) 反应堆紧急停堆。
- (2) 安全壳隔离。
- (3) 堆芯应急冷却。
- (4) 反应堆余热导出。
- (5) 反应堆厂房的热导出。
- (6) 防止放射性物质向周围环境大量排放。

这些核安全级设备要经过严格的设备鉴定,鉴定的目的是证明该设备在其寿命期间内(如40年),在各种预期的运行和事故工况下,都能可靠的动作和运行,履行其规定的安全功能。设备鉴定包括设备的抗震鉴定和设备的环境鉴定,只有经过设备鉴定合格的设备,才能用于核设施。反之,没有通过设备鉴定并证明合格的设备不能出厂,也不能进行现场安装。因此,设备鉴定是常规设备过渡到核安全(简称核安全级设备)的重要一环。

核安全级电气设备的鉴定程序又分为K1、K2、K3三类。

K1类:安装在安全壳内,应能在正常、事故(指设计基准事故)和/或事故后环境条件下以及地震载荷条件下仍能执行其功能。

K2类:安装在安全壳内,应能在正常运行条件和地震载荷条件下仍能执行其规定的功能。

K3类:安装在安全壳外,应能在正常运行条件和地震载荷条件下能够执行其规定的功能。

这是通过执行对每种类型设备专用的质量鉴定大纲来证明的。

7.1.4 厂用电系统的设计准则

(1) 为了保证单元机组对输电网有最高的利用率,厂用电系统必须满足以下要求。

- 1) 能够适应外部输电网最频繁的扰动(电压和频率的变化)。
- 2) 在由于输电网故障而使单元机组与电网解列的情况下,一旦电网恢复正常运行条件,应能迅速使核电机组恢复运行。
- 3) 能够限制厂用设备故障造成的后果。
- 4) 能够在不降低机组利用率的情况下对各种厂用电设

备进行维修。

(2) 为了确保核安全,厂用电系统必须满足以下要求。

1) 在发生对电站工作人员及环境造成放射性危害的事故时,能够可靠地对必要的厂用设备供电。

2) 影响供电的运行故障或内外灾害不会引起放射性事故。

(3) 为满足上述两方面的要求,厂用电系统应遵守以下设计准则。

1) 电源的多样性和冗余设置。

2) 通过适当的配置,使共模故障的风险减至最小。供电的故障模式分析应表明:一个部件的单一故障不妨碍专设安全设施最低限度的运行。

7.1.5 厂用电系统分类

根据负荷对用电的要求不同,厂用电系统一般分为三类:交流供电系统、直流供电系统、交流不间断系统。

7.1.5.1 交流供电系统

交流供电系统又分为6kV中压系统和380V低压系统。

(1) 6kV中压系统为200kW以上的电动机及低压厂用变压器供电。当该系统的接地电容电流在10A及以下时宜采用中性点不接地方式,连续监测系统的绝缘,并且允许在限定的时间内带单相接地故障运行,为处理故障赢得宝贵的时间。当接地电容电流大于10A时,在满足核电厂的安全性及可用性的条件下,也可采用电阻接地。

(2) 380V厂用电系统为核电厂的低压厂用设备提供电源,这些设备主要包括容量小于200kW的电动机(如各种泵、风机及电动阀等)、加热器、充电器、分配电系统、照明等。系统的接地方式采用中性点直接接地的方式。

7.1.5.2 直流供电系统

直流电源系统向所有的控制、信号和保护系统供电,并向提供220V AC不间断电源的DC/AC逆变器供电。除了设有共用直流系统向两个机组共用的辅助设备提供直流电源外,1号机组和2号机组都有自己的直流电源。它包括220V、110V和48V直流电源系统。直流系统的正负两极对地浮空。

7.1.5.3 交流不间断系统

向所有需要220V交流不间断电源的仪表和控制系统供电。

7.2 交流供电系统

7.2.1 厂用电接线

根据“7.1.3节中2.厂用负荷”部分所述的四类厂用电设备及其对供电的不同要求,设置正常厂用母线、应急厂用母线及共用母线。正常厂用母线上接有单元厂用设备及常备厂用设备,应急厂用母线上接有应急厂用设备,共用母线上接有两个单元机组共用及厂区厂用设备。

正常厂用母线的设置,可采用以下两种方案:

(1) 每个单元机组的正常厂用母线分为四段,采用两台分裂绕组的厂用工作变压器,分别对四段正常厂用母线供电,其接线见图2.5-52。

(2) 每个单元机组的正常厂用母线分为五段,其中三段为单元厂用母线,两段为常备厂用母线。单元厂用母线上接有单元厂用设备,常备厂用母线上接有常备厂用设备。采用一台双绕组厂用工作变压器及一台分裂绕组厂用工作变压器,分别对三段单元厂用母线及两段常备厂用母线供电,其接线见图2.5-53。

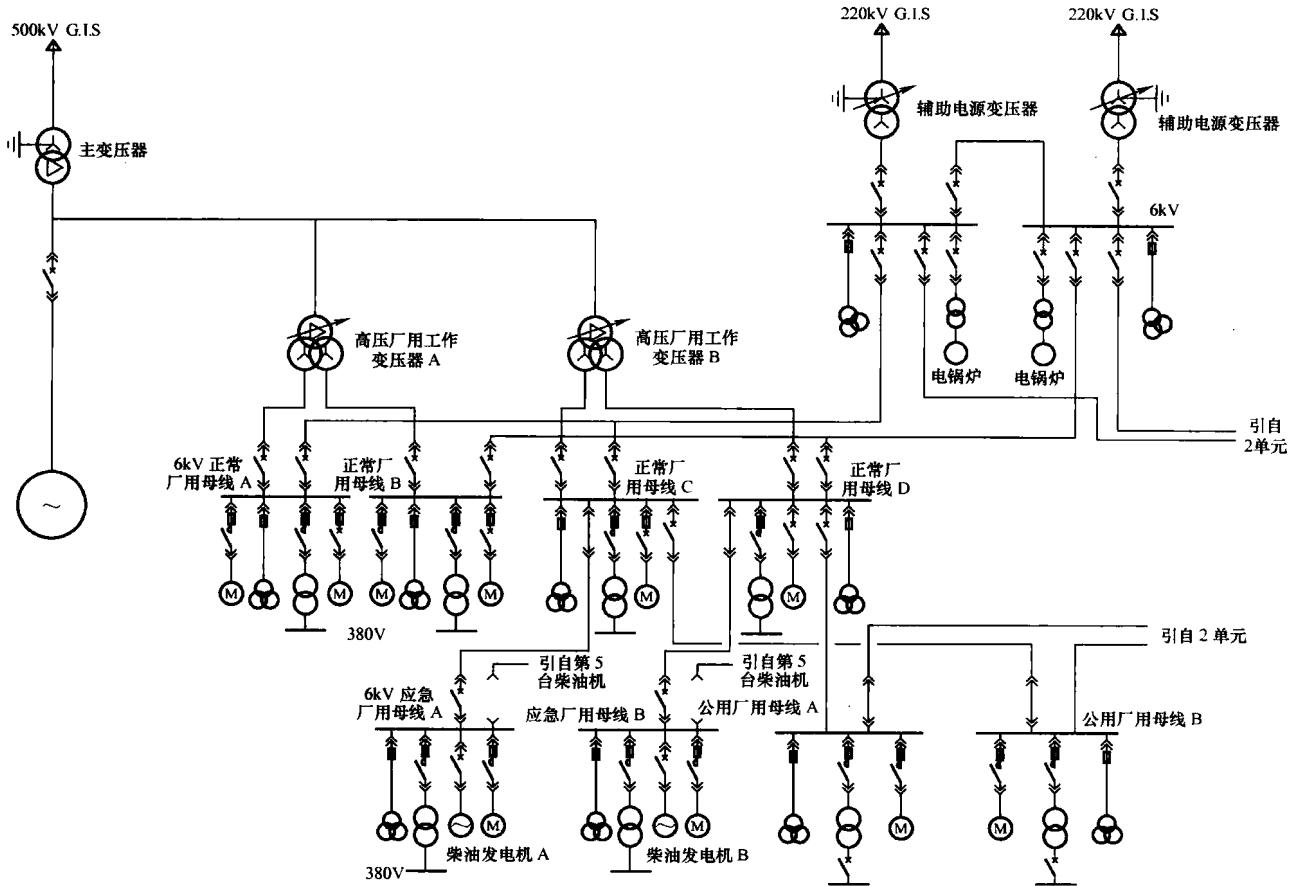


图 2.5-52 核电厂厂用电接线图 (一)

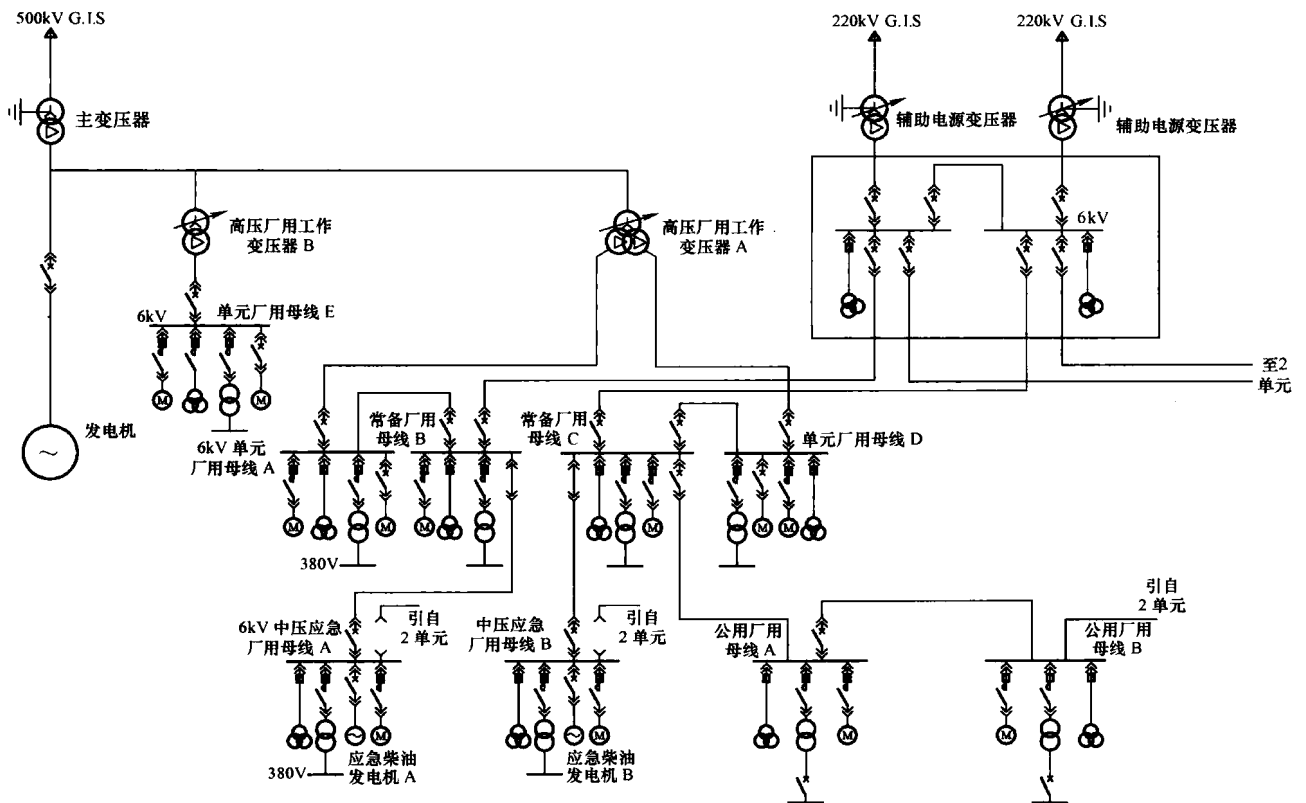


图 2.5-53 核电厂厂用电接线图 (二)

7.2.2 厂用电运行方式

7.2.2.1 正常运行

核电厂在启动、正常停堆和发电期间通过降压变压器供电给中压厂用电母线,保证常规岛、核岛和辅助厂房的正常用电。

7.2.2.2 发电机带厂用电负荷运行(孤岛运行)

在发电机变压器组的高压开关跳闸与系统解列后,可使机组运行仅向其辅助设备供电,供电时间不限,且与切换至厂用电负荷运行时所需的功率大小无关,至于在甩掉全部负荷时汽轮发电机速度增加而导致频率的暂时上升,不会影响厂用电负荷运行的连续性,厂用电负荷运行之后将能尽快地接受大到满出力的负荷。

7.2.2.3 输电系统参数发生变化状态下的运行

(1) 正常状态。下列状态下电站能够满负荷持续运行:

- 1) 电压在 95%~105%额定电压之间。
- 2) 频率在 49.5~50.5Hz 之间。
- (2) 异常状态。异常状态定义如下:
 - 1) 电压在 90%~110%额定电压之间。
 - 2) 频率在 47~49.5Hz 和 50.5~51Hz 之间。

对上述状态下满功率运行的时间限制为:

- (1) 对于 48~50.5Hz 之间的频率,在电站使用寿命期间,一次可持续运行 5h,累计时间为 100h。
- (2) 对于 47~51Hz 之间的频率,在电站使用寿命期间,一次可持续运行 1h,累计时间为 15h。

7.2.2.4 事故运行状态

(1) 当 20kV 母线或降压变压器 A 失去供电时,将自动慢速切换由辅助电源供电,而使反应堆维持在热停堆状态。

对于接线图 2.5-52,此时由辅助电源对正常厂用母线、应急安全母线及公用母线供电,正常厂用母线上的单元厂用设备自动失电,但可通过解除电气闭锁的操作使一台反应堆冷却泵重新启动。

对于接线图 2.5-53,此时单元厂用母线失电,辅助电源对常备厂用母线、应急安全母线及公用母线供电,但可通过解除电气闭锁的操作以恢复给单元厂用母线供电,使一台反应堆冷却泵重新启动。

(2) 当工作电源和辅助电源均不可用时,应急安全母线由柴油发电机供电使机组进入冷停堆状态。在机组正常运行时,亦始终处于准备启动状态,在接到启动指令后 10s 内,即可达到额定电压和额定频率。在柴油发电机启动后 7s,若应急安全母线的电压还未恢复,则在柴油发电机组达到额定电压和额定频率后跳开应急安全母线的工作电源进线开关,卸去负荷,合上柴油发电机电源进线开关,按预定程序向负荷顺序供电,带满负荷的过程约需 40s。

7.2.2.5 超设计基准事故运行状态

当工作电源和辅助电源均不可用,并且本机组的两台应急柴油发电机均失效时(即一个单元机组失去全部厂外和厂内电源的情况下),采用以下不同的措施。

(1) 在短时间内,利用水压试验泵专用汽轮发电机或专用柴油发电机供电系统向水压试验泵和那些为保持电站处于安全状态所需的其他的传动装置提供足够的电能。

(2) 在长时间内,为了对应急配电装置恢复供电,按次序采用以下措施。

- 1) 由外电网恢复供电。
- 2) 由另一个单元机组通过电网恢复供电。
- 3) 由本单元机组的柴油发电机组恢复供电。
- (3) 如果在规定时间内未能使用上述手段恢复供电,则

将利用现场附加柴油发电机组恢复供电。此时,附加柴油发电机组为手动启动和带载。

7.2.3 交流供电系统构成

根据电压等级,交流供电系统可以分为 6kV 中压供电系统和 380V 低压供电系统。其供电范围参见 7.1.5 中“厂用电系统分类”。

根据电气特性,交流供电系统又由电源系统和配电系统组成。

7.2.3.1 电源系统

(1) 厂外电源系统应遵循以下设计准则。

- 1) 厂外电源应由两个实体独立的系统(但路径不一定分开)来保证,以尽量减少同时发生故障的可能性。
- 2) 两个厂外电源中的每一个电源均应能使所有由其供电的厂用设备从一个电源切换到另一个电源时能同时再加速或启动。
- 3) 对于双堆电厂,厂外辅助电源为一对机组共用。
- 4) 如果厂外主电源发生故障,则经过一段电动机剩磁衰减所需的延时之后,辅助电源应能自动投入运行,主电源由手动恢复运行。

5) 对极端气候条件、地震、飞机坠落或破坏活动等外部灾害事件,对厂外电源不提供特殊保护。

(2) 厂内电源系统应遵循以下设计准则。

1) 一个单元机组的厂内电源系统应由与厂外电源及其他厂内电源无关的独立电源供电。

2) 厂内电源数目取决于专设安全设施冗余系列的数量(两列:A 列和 B 列),两个安全系列中的每一个系列均应设置一个厂内电源。

3) 在单元机组之间、系列之间不应有互相的连接。

4) 每个电源系列向冗余设置的机械系统(实体分隔)的同一独立系列的厂用设备供电,以使一个电源系列断电时不会引起该机械系统的功能全部丧失。

5) 向厂用设备的一个冗余系列供电的每组母线应设有厂外电源和一个独立的厂内电源。

6) 柴油发电机应根据以下信号自动启动。

- ① 相关应急母线失去电压。
- ② 安全注入信号。
- ③ 安全壳内高一高压信号。

需应急供电的厂用设备在母线失压时应能从厂外电源自动切换到厂内电源上;恢复到由厂外电源供电和停闭柴油发电机组是手动进行的。

7) 通过表计和控制系统应能从控制室手动实现下述功能。

- ① 对厂内电源的控制。
- ② 按照预定程序将需要应急供电的厂用设备切换到厂内电源上,如果需要,同时断开非 1E 级厂用设备。
- ③ 厂内电源状况的监测(电压、电流、断路器的位置、电源的可用性)。

8) 非 1E 级应急厂用设备的断开装置是安装在安全级配电盘上的。

7.2.3.2 配电系统

(1) 6kV 交流配电系统。6kV 配电系统由 6kV 正常厂用配电系统及 6kV 应急厂用配电系统组成。

6kV 正常厂用配电系统主要向单元厂用设备、常备厂用设备以及两个单元共用及厂区厂用设备供电。

6kV 应急厂用配电系统主要向安全级厂用设备及主设备安全厂用设备供电,该系统正常时由正常厂用母线供电,

当正常厂用母线失电时,由应急柴油发电机供电。

(2) 380V 交流配电系统。380V 配电系统由 380V 正常厂用配电系统及 380V 应急厂用配电系统组成。

1) 380V 正常厂用配电系统。该系统为一般的厂用负荷供电,同核安全无关。该系统从中压正常母线经低压厂用变压器获得电源。

2) 380V 应急厂用配电系统。该系统为应急厂用负荷及重要负荷供电,属于 1E 级电气设备。该系统从中压应急母线经低压厂用变压器获得电源。该系统又分为 A、B 两个互为冗余的系列,两系列在实体上完全隔离。

7.2.4 厂内备用交流供电系统——柴油发电机组

核电厂一般用柴油发电机组作为厂内备用交流电源,厂内备用交流供电系统由数个独立的柴油发电机组组成,电源的安全等级根据所带负荷的性质和执行的功率来确定。安全级柴油发电机组又称为交流应急电源,在主发电机跳闸和失去厂外电源时,为减轻事故和保证核电机组的安全停闭和防止重要设备损坏,向电厂专设安全设施提供交流电力。

柴油发电机组的数量取决于专设安全设施冗余系列的数量。一般一个冗余系列设置一个厂内电源,既一台柴油发电机组。

7.2.4.1 柴油发电机组的构成

柴油发电机组由柴油机和它的辅助系统(包括燃油供应系统、润滑油系统、压缩空气启动系统、冷却水系统、进排气系统和速度调节系统)、发电机、发电机励磁和保护系统以及柴油发电机组的控制、报警和测量系统组成。

7.2.4.2 柴油发电机组设计特点和基本要求

(1) 柴油发电机组是安全级设备,能承受安全停堆地震。

(2) 柴油发电机组的设计寿命为 40 年,但不包括有老化机理的密封件和可更换的易损件。

(3) 柴油发电机组的设计和安装要考虑外部事件对其造成的损害,可能的外部事件有汽轮机或其他飞射物、飞机或其他撞击、安全停堆地震、洪水、管道破裂漏出来的液体、火灾、飓风和龙卷风等。应根据所在的厂址条件和柴油机厂房的位置来确定应考虑哪些因素。

(4) 互为冗余的柴油发电机组的厂房在布置上要考虑发生上述外部事件时将会同时造成损害的可能性。

(5) 每个柴油发电机组应设置专用的厂房,互为冗余的柴油发电机组及厂房在电气上和实体上是独立和隔离的。它们之间没有任何联系。

(6) 为保证柴油发电机组可靠启动,柴油机应设置两套独立的压缩空气启动系统。根据相应的设计要求,空气压缩机应能在规定的时间内将启动空气瓶充满压缩气体,在启动空气瓶不补气情况下,每个启动空气瓶内的压缩气体应能保证柴油机连续启动 5 次。

(7) 主储油箱的存油量或考虑补充燃料供应应能保证在一个设计基准事故和失去厂外电源之后维持一台柴油发电机组连续 7 天的运行。

(8) 燃料油箱通过油的自重向柴油发动机供油,燃料油箱的设计容量应保证柴油发电机组在额定功率下运行 1h。

(9) 柴油发电机组应当保证在只有控制电源供电的情况下,能可靠的启动。

7.2.4.3 柴油发电机组额定功率的确定

压水堆核电厂有下列三种事故工况,事故工况下投入的应急负荷是不同的,分别对下列三种事故工况的应急负荷进行计算,取其最大值并考虑一定的裕度来确定柴油发电机组

的额定功率,以满足安全停堆最低限度连续运行负荷的需要。

(1) 失去外部电源。

(2) 失去外部电源同时要求“安全注入”。

(3) 失去外部电源同时要求“安全注入”并出现“安全壳高一高压”信号。

如果电站是一个新型机组,则负荷计算的不准确性会较大,应在计算负荷的基础上考虑至少 10% 的裕度。

考虑到实际运行环境条件对柴油发电机组输出功率的影响,柴油发电机组在现场运行环境条件下的额定输出功率不能小于所确定的计算功率。

对柴油发电机组容量的校验应当用分析方法模拟实际的加载过程进行验证。分析采用的计算数据应取自设备制造厂提供的设备设计参数。在带载期间柴油发电机组性能应满足:

1) 频率不应下降到额定值的 95% 以下。

2) 电压不应下降到额定值的 75% 以下。

3) 频率恢复到其额定值的 98% 以及电压恢复到其额定值的 90% 的时间应小于这一程序步骤开始和下一程序步骤开始之间的时间间隔的 60%。

4) 切除最大的单个负载,或者在按程序加载的每一步骤之后,运行条件的瞬变均不应导致柴油发电机组转速的增加超出超速跳闸最小整定值与额定转速之差的 75%。

5) 甩掉全部负荷,不应触发超速保护动作于跳闸。

7.2.4.4 柴油发电机厂房和供电系统的设计

柴油发电机组被设置在专用的厂房内,厂房的设计要考虑通风、排气、消音、减振等问题。由于柴油发电机组的质量和体积较大,在布置上要考虑安装运输通道、设备的吊装和足够的设备检修空间。

主储油箱的存油量很大,应放置在单独的房间内。主储油箱的房间应设置专用风道,将可能存在的易燃易爆气体排出室外。

厂房内应设置控制室,柴油发电机组辅助设备的配电柜、发电机保护柜、控制柜等安装在控制室内。

一般来说,柴油发电机组辅助设备由安装在控制室内的 380V 低压交流配电柜供电,供电电源取自 6kV 应急厂用配电系统供电的 6/0.4kV 变压器。低压交流配电柜的操作电源为直流 110V,供电电源可引自安全级 110V 的直流配电系统。

柴油发电机组保护柜和控制柜的电源,应由可靠的安全级电源供电,它取决于所采用的控制部件对电源的要求。一般来说,可用于控制的电源有 220V 交流不间断电源、直流 48V 和直流 24V 电源。

柴油发电机厂房的照明电源分别引自厂内的应急照明供电系统和正常照明供电系统。

7.2.4.5 柴油发电机组的启动和带载

核电机组正常运行期间,柴油发电机组处于热备用运行。预润滑和预热系统保持柴油发电机组在暖机状态,使柴油机具备良好的启动性能。

在设计基准事故发生和失去厂外电源时,柴油发电机组的自动启动信号来自反应堆保护系统和 6kV 应急厂用配电系统,只要接到下面 3 个信号中的任一信号,柴油发电机组就应启动。

(1) 安全注入。

(2) 安全壳内高一高压。

(3) 应急母线失去电压。

接到启动信号后,柴油发电机组应在规定的时间内达到额定电压和额定转速,这个启动时间应满足事故工况下首先投运的应急厂用设备的供电要求。大亚湾、岭澳和秦山二期核电厂的柴油发电机组的启动时间均被规定为10s。

从反应堆保护系统发出的安全注入和安全壳内高一高压信号,应使得互为冗余的柴油发电机组同时启动。柴油发电机组启动后接入6kV应急厂用母线的唯一条件是该母线电压失去。

6kV应急厂用母线被切换到由柴油发电机组供电时,柴油发电机组的带载程序将应急厂用负荷分批加载,加载的步数和时间间隔的设置首先考虑的是应急厂用负荷对供电的要求,并且能满足对柴油发电机组启动性能的要求。发电机出口断路器闭合的同时,带载程序开始。这时大部分应急厂用设备被卸载,只留某些应急厂用设备在程序开始的0s被重新供电。第一批被供电的应急厂用负荷一般有应急照明、加热器、蓄电池充电器、为柴油发电机组辅助机供电的低压配电盘、重要厂房的通风机如主控室通风系统和电缆层通风系统的风机以及对供电有要求的电动机和阀门等设备。应急厂用负荷的卸载和再带载是通过程序自动进行的。

7.2.4.6 柴油发电机组的控制原则和运行方式

控制和监测系统的设计在保证控制要求和最大可靠性的前提下尽可能简单。

在柴油发电机厂房就地控制室应设置“就地”或“远方”控制方式选择开关、手动启动、正常手动停机和应急手动停机按钮。除了应急启动信号,在核电厂的主控室,应设置柴油发电机组的远方手动启动控制按钮。

柴油发电机组的停止应只考虑在就地进行。对于应急启动信号和远方手动启动信号,应采取相应的措施,避免就地误操作导致停机。

柴油发电机组的应急启动信号应具有优先权,即在机组定期试验期间,如果收到应急启动信号,应转为应急运行模式,闭锁就地停机及应急运行中需要切除的保护停机及跳闸信号。

柴油发电机组应设置相应的机械保护和电气保护,在柴油发电机组定期试验期间,这些保护应当被投入。在应急工况下运行时,应仅设超速作为跳闸停机的保护。差动电流保护或低电压保护在有些国家的核电相关的规范标准中也被要求。

在就地控制室和主控室应设置相应的机械故障和电气故障报警,在就地控制室每一个故障应分别给予指示,在主控室的故障报警应根据故障的重要程度、机械的或电气的以及报警还是跳闸进行分类编组后发出。重要开关的位置状态也应发送到主控制室。除此之外,一些故障报警还应被送到计算机系统,一些就地采集的模拟数据应被送到试验数据采集系统。

7.2.4.7 柴油发电机组的定期试验

进行定期试验是为了检验柴油机的启动系统是否能正常工作,柴油机和发电机是否能按要求运行以及柴油发电机组带负载的能力。

柴油发电机组应当每月带40%~50%的额定功率进行低功率试验,以及每年带100%的负荷进行满功率试验。满功率试验可通过与电网并联进行。

对来自反应堆保护系统启动柴油发电机组的信号和柴油发电机组的自动带载程序也应定期进行测试和检查。

7.3 直流和220V交流不间断电源系统

7.3.1 直流电源系统

直流电源系统向所有的控制、信号和保护系统供电,并

向提供220V AC不间断电源的DC/AC逆变器供电。

设有三个电压等级的直流电源系统:

(1) 110V DC网络向接触器、断路器的控制回路供电;向反应堆保护系统的DC/AC逆变器供电;向DC/AC逆变器和两机组共用设备的执行机构供电;向常规岛的控制、信号、保护等回路供电。

(2) 48V DC网络向继电器的自动控制、监测设备、灯光报警装置、计算机逻辑信息采集回路、电磁阀及电动阀的执行机构供电。

(3) 220V DC网络向DC/AC逆变器供电;向常规岛汽轮机的DC辅助设备和该厂房内UPS的逆变器供电。

为了保证最佳的安全性,某些重要功能被重复,通过隔离电源和配电装置的方式提供完全独立的A、B并列系列。第三组独立于上述两系列,向两个机组共用的一般性用户供电。

属于安全A系列的48V DC、110V DC和220V AC网络和核岛内属于非安全A系列的48V DC、110V DC、220V DC和220V AC网络在正常运行中由A系列中压应急开关柜经380V AC配电盘供电。

属于安全B系列的48V DC、110V DC和220V AC网络在正常运行中由B系列中压应急开关柜经380V AC配电盘供电。

A系列安全级执行机构的控制由A系列的DC电源供电;B系列安全级执行机构的控制由B系列的DC电源供电。

向两个机组共用的核辅助设备供电的直流配电网络由共用非应急中压开关柜经正常380V AC配电盘供电。

常规岛内的110V DC、220V DC和220V AC网络正常时由常规岛中压开关柜经380V AC配电盘供电。

所有核岛DC系统的电源设备和配电装置都安装在电气厂房或连接厂房内,所有常规岛DC系统的电源设备和配电装置都安装在常规岛厂房内。

7.3.1.1 设计基准

(1) 110V DC电源和配电系统。

1) 核岛部分。110V DC网络向每个机组驱动机构的控制回路(断路器、接触器)、DC/AC逆变器和某些分散布置的控制柜供电。

每个机组的110V DC系统设立两个网络:一个对应于A系列,另一个对应于B系列。

两个机组有一个共用的110V DC网络,主要向两机组共用设备的执行机构和DC/AC逆变器供电。

冗余控制执行机构由A系列和B系列供电,非冗余执行机构由A系列供电。

设置一组专用的110V DC系统,在失去全部A系列蓄电池组事故中向必须操作的各种断路器的控制回路供电,以便由厂外备用电源网络向B系列中压母线供电。

每个系统包括:

① 一组铅酸蓄电池。

② 一台或两台充电器,确保给蓄电池组充电和向用户正常供电。

③ 一组带进出线断路器的配电柜。

仅向DC/AC逆变器供电的DC系统包括一台由应急低压配电盘提供380V AC电源的充电器。

其他的DC系统包括两台由不同的低压配电盘(其中之一为应急配电盘)提供380V AC电源的充电器。任何一台充电器的容量都能保证给蓄电池组充电和向用户正常供电。

所有蓄电池组设计成能够向所需要的负荷供电 1h。该储备时间是在考虑以最大设计电流值放电期间,蓄电池组能够提供设计电压的最小持续时间。在这段时间末期,蓄电池组端电压不得低于 $1.86V \times \text{电池数}$ 。

全静态的充电器向铅酸蓄电池组充电并维持它的容量,同时在电压规定范围内向负荷提供持续功率。

通常按下列步骤完成蓄电池组的自动充电:

① 在再充/均衡充电状态,以一个几乎等于 $0.1C_{10}$ (C_{10} 为铅酸蓄电池的额定容量 Ah) 值的恒流充电直至每个电池的电压达到 2.28V。以该电压继续充电直至再充/均衡充电状态结束,总的持续运行时间大约为 15h。

② 该段时间之后,蓄电池组自动地置于浮充电电压下以保持蓄电池组处于浮充电状态。

每个系统设置一组配电柜,每组配电柜包括:

- ③ 一组设有防护的母线。
- ④ 进出线断路器。
- ⑤ 控制和信号继电器系统。

设备部件的布置使得在正常运行期间不可能触及带电部分。

2) 常规岛部分。110V 直流系统采用单母线分段的接线方式,两组蓄电池间经联络刀开关进行连接。为防止两组蓄电池并列运行,联络刀开关与蓄电池电源刀开关之间设有闭锁措施。

每段接一组蓄电池,一套浮充电装置。正常时,两段母线解列运行。两组蓄电池设一套公用充电装置,该充电装置可兼作任一浮充电装置的备用。

(2) 48V DC 电源和配电系统。48V DC 系统主要向继电器自动控制、监测设备、灯光报警装置、计算机逻辑信息采集电路、电磁阀和电动阀的操作机构供电。

在每个机组中,48V DC 电源系统设有三个网络:

- ① A 系列。
- ② B 系列。
- ③ A 系列—B 系列去耦电源。

两个机组共用的直流电源网络主要向两机组共用设备的继电器设备供电。

冗余执行机构的继电器由 A 系列和 B 系列供电,非冗余执行机构的继电器由 A 系列供电。

每个系统包括:

① 一组蓄电池,具有 1h 的储备容量。

② 两台充电器,其中一台的 380V AC 电源由应急低压配电盘供电。任何一台充电器的容量都能确保向蓄电池组充电和向用户正常供电。

③ 一组带进出线断路器的配电柜。

(3) 220V DC 电源和配电系统。

1) 核岛部分。220V 直流配电系统主要向 DC/AC 逆变器供电,后者用来给每个机组控制监测、辐射防护、数据处理、报警系统等的电路供电。

该系统包括:

① 一组蓄电池,具有 1h 的储备容量。

② 两台充电器,其中一台的 380V AC 电源由应急低压配电盘供电。任何一台的容量都能确保向蓄电池组充电和向用户正常供电。

③ 一组带进出线断路器的配电柜。

2) 常规岛部分。常规岛 220V 直流系统采用单母线接线方式,接线简单、可靠。由于浮充充电器接在直流母线上,所以当蓄电池回路刀开关被误断开时,直流母线不致

失电。

7.3.1.2 DC 电源安全分析

(1) 为了验证 DC 电源系统及其设备履行其功能的能力,尤其事故工况下的能力,必须进行试验,以证明其在尽可能相似于运行工况和事故工况期间所遇到的条件下,按预定方式运行。DC 电源系统的试验在电厂运行之前和运行期间进行。

1) 对蓄电池组进行下述的在役试验和检查。

① 定期检查所有电池是否出现破裂和电解液渗漏及电解液的异常变色。

② 定期检查所有电池极板是否翘曲、变色、网板破损及极板膨胀。

③ 按季测量蓄电池组和每个电池的浮充电压。

④ 按季测量并记录电解液温度。

⑤ 按季测量并记录蓄电池浮充状态的电流。

⑥ 按季测量并记录每个电池的电解液密度。

⑦ 按季检查每个电池的电解液液位,而且每次加水都要记录。

⑧ 定期检查蓄电池架及抗震加固系统是否出现破裂、断开和氧化。

⑨ 定期检查电缆和连接片是否出现氧化或硫化,连接是否紧固,是否涂有防锈脂。

⑩ 每个季度在电池组均衡充电以前测量并记录每个电池和电池组的端电压。

⑪ 定期进行蓄电池组放电试验(两次试验之间的最大间隔不得超过 18 个月)。

⑫ 定期测量和记录蓄电池室的温度。

2) 对充电器进行下述的在役试验和检查。

① 按周对每个充电器进行外观检查。

② 按季对每个充电器进行性能试验。试验期间,测量充电器的输出电压(在浮充状态和再充/均衡状态)并检查自动程序。

(2) 符合涉及有关 DC 电源的隔离和保护的一般设计准则。

1) 厂用电和它们的 DC 设备由相关母线以这样的方式供电:失去一个系列厂用设备的电源不影响另一系列的设备。

2) 每一冗余 DC 电源由一组蓄电池和一台或两台充电器组成。正常时工作的一台充电器由同一系列的应急低压配电盘供电。

3) 符合 DC 电源的容量准则,如果供给充电器的 AC 电源持续中断 1h,由蓄电池组储备的能量仍足以保证所需功率,以便操作设备和操作必须断开的装置。

4) DC 电源的安装准则与用于 AC 电源的安装准则相同,并同样符合以下准则:充电器、蓄电池和直流配电柜安装在电气厂房和连接厂房内(A 系列和 B 系列位于分隔房间内)。

7.3.2 220V 交流不间断电源系统

7.3.2.1 重要仪表和控制的交流不间断电源

为了符合适用于安全相关系统的冗余准则和反应堆保护系统及核测量仪表的总体设计,有 4 个完全独立的 220V AC 不间断电源系统分别向四个保护和核测量仪表组供电。

220V AC 电源分别由一台逆变器提供。每一台逆变器都有它自己的 110V DC 电源。

此外,每块 220V AC 配电板都有一个由 380V AC 应急配电盘供电的调压变压器提供应急备用电源。在正常运行状

态下,由逆变器供给 220V AC,当逆变器或其相关的 110V DC 电源故障时,通过静态开关自动切换到由相关的调压变压器提供的应急备用电源上,由调压变压器供电。当静态开关检修时还可以手动切换,直接由调压变压器供电。

7.3.2.2 非安全重要仪表和控制的交流不间断电源

交流不间断电源 1 供电给以下系统:

- (1) 计算机和数据处理系统及事故安全盘系统。
- (2) 长棒控制系统。
- (3) 反应堆堆芯仪表系统。
- (4) 辐射防护系统。
- (5) 控制模拟机柜系统等。

交流不间断电源 2 供电给计算机和数据处理系统及事故安全盘系统,还有一些其他的冗余辅助设备。

此外,220V AC 的母线还有一个由调压变压器提供的应急备用电源,该调压变压器接于 380V AC 应急配电盘上。在正常运行状态下,由逆变器供给 220V AC,当逆变器或其相关的直流电源故障时,通过静态开关自动切换到由调压变压器提供的应急备用电源上。

7.3.2.3 常规岛仪表和控制的交流不间断电源

交流不间断电源的接线方式采用每台机组设置两套 UPS,包括逆变器和静态开关。两台逆变器是一台工作一台固定热备用,频率和相位自动跟踪,但不是并联运行,而是两台串联切换方式。

7.4 通信系统

核电厂通信系统不是核安全级系统,但与核电厂安全运行相关,因此,虽与火电站、水电站厂内正常使用的那些系统相似,但具有其特殊性。

7.4.1 系统配置及其功能

(1) 行政自动电话系统,用来进行核电厂内部通信。并通过电话交换机实现电话公共网与核电厂之间的通信。

(2) 安全自动电话系统为专用系统,连接有限的用户。在事故工况下,必须通过安全电话交换机实现核电厂与电话公共网的外部通信。

(3) 电力调度电话系统,提供厂内电力调度通信,并与电力微波、电力光纤进行中继连接,实现与网调、变电站、省调等的通信。

(4) 直通电话系统,专门用于核电厂的运行管理部门,直接进入电话公共网,在执行应急计划时转接到应急中心。

(5) 外部电话通信系统,用于核电厂对外的语音及数据通信。

(6) 电力微波通信系统,用于核电厂对电力调度网的通信通道,同时提供安全交换机一条通信通道。它作为电力光纤通信的备用。

(7) 电力光纤通信系统,作为核电厂与网调、变电站、省调等的主要通信手段,同时提供给安全交换机一条通信通道。

(8) 有线广播系统,通过广播网络向全厂区或部分区域进行广播,实现正常运行工况的指令发布及事故工况下紧急呼叫、录音播放,保证厂区室内外工作人员收听广播信息的清晰度。

(9) 对讲电话系统,提供辅助操作员通过厂房内就地对讲终端向主控室进行呼叫及应答主控室的呼叫。

(10) 声警报系统,应急工况,广播系统故障情况下,作为广播系统的备用,可向核岛及全厂区发出警报信号。保证厂区室内外工作人员收听到警报信息。

(11) 声力电话系统,作为运行维护人员在核岛调试、检测和维修时提供通话联络。线路可作为有线通信的备用。

(12) 无线电话系统,作为有线通信的备用,在事故工况下,实施应急计划时,作为安全可靠通信手段之一。

(13) 综合布线系统,用于核电厂计算机局域网数据信息的传输。

(14) 时钟系统,为核电厂运行提供准确时间,以及为需要准确时间的系统提供时基脉冲。

7.4.2 安全相关功能

通信系统不属于核安全级系统。但在核电厂正常工况及事故工况下,需提供厂内外的可靠通信。尤其在事故工况下,特别要保证事故处理期间的内外通信。

为此,通信系统要具有系统的冗余性、多样性及可靠性,保证有线、无线通信昼夜畅通,无阻塞、阻断。

通信系统的设计应确保在正常和应急两种工况下,为厂区和主控室以及厂外之间提供可靠有效的通信手段,不能因一个系统的故障而影响其他各系统的可靠性。

7.5 实体保卫系统

实体保卫系统是对核电厂的重要设备和核材料实施保护,使其在任何情况下遭受破坏或丢失的危险减至最小。在基于设计基准威胁和明确保护目标的基础上,建立实体保卫系统。

设计基准威胁是根据当地公安部门所提供的可能的威胁要素进行归类整理确定的。可能的威胁要素包括:犯罪分子的类型、动机、能力、潜在行为和采用策略。犯罪分子包括外来的、内部的和内外勾结的。实体保卫系统等级按《核电站安全保卫规定》是一级安全防护等级。

保护目标是指保护的区域、设备和核材料。基于被破坏的后果选择保护目标。对可能释放放射性物质的有关设备加以保护,防止人为破坏;防止设施内的核材料被盗和非法转移。

实体保卫系统由人防(警卫力量和保卫组织)、技防(技术防范)和物防(整体布局和实体屏障)等部分组成,具有探测、延迟和响应的功能。基于纵深防御和平衡防护的基本原则,探测、延迟和响应的综合所需时间必须小于入侵者到达其目标所需要的时间。

7.5.1 物防

物防是通过整体布局和实体屏障实现的。

保卫区域的划分是对核电厂的整个厂区按照保卫程度的重要性,依次分为四个区域:警戒区、控制区、保护区、要害区、要害部位,其保安要求依次加强。

警戒区周界以单道铁丝网构成与外界的实体隔离。沿周界外侧设置警卫岗楼,周界上设出入口检查站,由警卫人员完成检查工作。

控制区单层铁丝网形成一个封闭区域。凡进出本区域的人员和车辆,必须通过设在警卫室旁的控制区主出入口。

保护区位于控制区之内,此区域由双层围栏形成一个封闭区域。正常情况下,进出本区域的人员和车辆应通过警卫室旁的保护区主出入口。

要害区位于保护区范围之内。要害区的设施、设备以及材料均应严防破坏,否则将严重危及核安全。其主要包括反应堆厂房、核辅助厂房、电气厂房、燃料厂房、应急柴油机厂房、冷却水泵房和保卫控制中心。该区域的实体屏障以建筑物墙体为主。

要害部位位于要害区范围之内的重点保护对象,包括主

控制室、备用控制室、燃料厂房和反应堆厂房。

出入口设置的原则为每个区域的出入口数量尽可能少,且控制要求一级比一级严,允许进入的人员数量一区比一区少。

7.5.2 技防

技术防范系统主要由出入口控制、保安周界探测、闭路电视监视、保安照明、巡更、防胁迫报警和保安通信等系统组成。

(1) 出入口控制系统必须具备下列功能。

1) 对不同区域的不同出入口设施进行操作和逻辑控制,出入口设施包括:三角叉门、旋转栅门、电动挡车器、电动液压路障、电动滑动大门、电磁锁门、电动滑动大门、装门磁开关的门。

2) 根据出入卡的编码及密码,按预先设定的逻辑验证权限和顺序,对出入口进行控制。

3) 各种实时信息、状态及报警信号的获取。

4) 路径管理。

5) 人员、出入口设施、区域和时间的权限管理。

6) 出入口人员和车辆的管理。

7) 具有防重入、防反传和防尾随的功能。

(2) 保安周界探测系统用于防范、探测、阻止、监视各种敌对入侵,是一个独立的子系统,其主要功能包括:

1) 对于入侵者不同的入侵方式(跑、走、爬行、跳、滚、攀越),产生报警信号,实现对入侵者的探测。

2) 在指定条件下,每个探测段对入侵的探测概率在95%的置信水平下不低于90%。

3) 在保证探测概率的同时,在通常环境下,每天每段的噪扰报警和误报警次数不应超过一次。

4) 每个探测段的报警联动启动相应段的摄像机在视频报警工作站的图像显示。

5) 在工作站上可进行撤布防设置,并显示状态。

6) 可记录、打印报警信息。

7) 任意设置“进入模式”,并给出醒目的指示信号。

8) 应有较强的防篡改能力(传感器电路开路、短路或接地)。

9) 系统适应当地的气候和环境条件。

保安周界探测系统常用的各种类型的防入侵探测器有:微波探测器、电场探测器、多普勒探测器、光纤网探测器、张力探测器、主动红外线探测器、门磁开关和视频探测器。

(3) 闭路电视监控系统是安全防范体系的重要部分,系统的主要目的是防范非法进入,监视各个出入口、边界及重要区域。一方面起到对不法分子的威慑作用,防患于未然,另一方面在出现意外或报警时能协助保安人员及时采取有效措施,同时为有关部门提供现场证据,为保障核电厂的安全起到作用。

闭路电视监控系统主要由摄像机、监视器、视频矩阵控制处理器、图像控制工作站、数字化录像设备、视频探测控制器、大屏幕投影仪和传输设备等设备组成。

(4) 整个厂区的各层围栏均设有保卫照明设备。保卫照明用于在自然光照度不足的情况下保证闭路电视监视系统的正常工作和人员的周界巡逻。

照明灯的开关由光电传感器控制,当室外照度低于或高于一定值时,自动打开或关闭保安照明回路主开关。

(5) 保安巡更系统是一个在线系统,由巡检站和管理站组成。室外的巡检站采用无线方式,由巡检纽扣和数据采集器组成。数据传输通过保安无线电话系统中的一个专用信道,数据采集器通过专用接口连接保安无线电话系统的手持电话或车载台,以无线方式将巡检信息传送到巡更系统管理站。

管理站负责对巡更工作的监督检查,根据巡检路线编制巡检计划,产生自动报警(巡更路线错误报警、超时报警、受胁迫报警等),自动打印报警信息。

(6) 防胁迫报警系统是一个手动和脚动报警系统。在核电厂内各个出入口、警卫室、岗亭和一些重要岗位或部门设置手动或脚动报警按钮,人员受到威胁时,可以迅速并且隐蔽地发出报警信号。

(7) 保安通信系统在保安系统中占有重要的地位。该系统保证保安控制中心与警卫室、各出入口、重要厂房、消防值班室、巡逻警卫、岗哨、主控制室等之间;与武警部队之间的畅通可靠的通信联系。确保快速响应时,通信的快捷、畅通和可靠。

保安控制中心与核电厂分管保卫工作的领导、主控室、消防指挥中心、应急指挥中心、地方公安机关、邻近地区消防队、国家原子能机构保卫局保持通信联系。确保在突发事件时,进行统一、协调的指挥。

保安通信系统包括保安对讲电话系统和无线电话系统。

7.5.3 人防

核电厂设有专门的警卫力量,包括武警和保安。所有警卫人员必须经过严格训练,配备必要的装备、器材和通信装置。

在各个区域内外,组织定时和不定时的巡逻,特别是夜间的巡视。

对核材料的存放地点及重要核安全设备,严格控制人员进入,做好审查和登记工作。

一旦发生入侵破坏重要设备、盗窃或非法转移核材料等事件时,警卫人员必须迅速干预制止,及时报告。

核电厂建立专职的实体保卫机构,并由一名厂级领导全面负责。该机构的职责是:

(1) 根据核电厂建造和运行的不同时期,分别制定实施实体保卫的各项管理制度,主要内容包括:保卫工作大纲、实体保卫质量保证、保密、警卫组织、消防管理、证件管理、安全检查和奖惩办法等。

(2) 负责领导和组织全厂的安全保卫工作,执行核电厂工作区域内外的巡逻,控制和管理各出入口的人员、车辆及货物,执行监视和警戒,负责组织对外来入侵的防卫、报警和阻击工作。

(3) 负责安全保卫人员的管理和培训工作,负责技术防范系统的运行、日常维护和维修,保证其正常工作。

(4) 确定核电厂警卫目标和岗哨设置,协助武警部队管理和指导驻厂武警的执勤工作。

(5) 上级组织交办的其他有关安全保卫工作等。

第6章 核电厂建、构筑物

1 厂房总体布置

在核电厂设计中,厂房的布置一般分成三个区域:核岛、常规岛和BOP。核岛一般包括反应堆厂房、电气厂房、燃料厂房、核辅助厂房和应急柴油发电机厂房等。几乎所有与核安全有关的厂房均放置在核岛内。常规岛主要放置汽轮发电机厂房以及与之相关的厂房。BOP是指与上述配套的厂房,如泵房、仓库、办公楼和生活用房等,其中联合泵房是核电厂中重要的构筑物,其承担着核岛厂房和常规岛厂房的冷却水供应。在核电厂设计中,核岛厂房以及BOP中的联合泵房是与核安全有关的。为了保证反应堆在事故情况下放射性物质不泄漏到大气中,在核岛的反应堆厂房中设置了安全壳,它是防泄漏的最后一道屏障。鉴于核岛厂房的重要性,要求核岛厂房的安全度要比一般厂房高,考虑的荷载作用要大得多。例如,要考虑到飞机的撞击荷载,龙卷风产生的压力和飞射物等。地震的考虑也比普通建筑物大,要考虑厂区可能遭遇的最大地震震动。

1.1 核安全相关厂房的布置原则

核安全相关厂房在布置时应遵守下列原则:

- (1) 建筑物的布置要满足核电站功能的要求。
- (2) 尽可能减少运输距离和工作人员步行距离。
- (3) 动力机组在相邻的动力机组发生事故时能正常运行。
- (4) 建筑物和结构物根据它们的安全功能进行分隔。
- (5) 结构物的功能是确保尽量减少外部极端事故对安全相关物项的效应和确保能承受设计基准事故和超设计基准事故所产生的效应。

1.2 核岛厂房及其功能

1.2.1 反应堆厂房

反应堆厂房(RX)位于核岛中心,其他厂房围绕反应堆厂房布置。反应堆厂房主要放置核反应堆,一回路设备、换料水池和乏燃料储存水池位于本厂房内。为了保证反应堆在事故情况下放射物质不泄漏到大气中,在核岛的反应堆厂房中设置了安全壳,它是防泄漏的最后一道屏障。以前,反应堆厂房大多设置单层安全壳,为了提高核电站的安全性,现在大多设置双层安全壳。外层安全壳主要用来抵御外部的各种作用,如风荷载、爆炸冲击波、外部飞射物和飞机撞击等,一般多采用普通钢筋混凝土结构。内层安全壳主要用来抵御反应堆发生事故时的气体压力,防止放射性物质泄漏到环境中去。内层安全壳一般都采用预应力混凝土结构或钢结构。为了密封,内层混凝土安全壳一般都带有钢衬里。

1.2.2 电气厂房

电气厂房(LX)内,主要集中了电力配电设备、仪表和控制设备,如配电盘、蓄电池、充电器/整流器、逆变器、继电器回路、控制柜、计算机等。主控室、应急停堆盘也布置在该厂房内。

1.2.3 燃料厂房

燃料厂房(KX)内有储存新燃料和乏燃料的临时燃料储存池及相关的装卸设备。

1.2.4 核辅助厂房

核辅助厂房(NX)内放置有一回路辅助系统的设备、气—水净化系统的设备、废物处理设备和控制区通风系统设备。

1.2.5 应急柴油发动机厂房

应急柴油发动机厂房(DX)内放置多台柴油发动机,为核电站全厂失去电源时提供电源。

1.3 常规岛厂房

常规岛厂房建、构筑物主要包括:汽轮发电机厂房、汽机房辅助间、辅助设备厂房、主变压器及辅助变压器区建构筑物。

1.3.1 汽轮发电机厂房

在布置汽机房时要考虑到汽轮机飞射物撞击核岛厂房的潜在风险,应进一步计算核岛厂房群受汽轮机飞射物撞击的概率,以确定是否需要进行处理。如概率值表明必须考虑汽轮机飞射物撞击的作用,为了避免汽轮机高速旋转时叶片被撕裂形成的飞射物对核岛的影响,应加防飞射物屏障,如将汽轮机和核岛之间的汽机房外墙的一定部位设置为防撞墙或在核岛厂房设计中加以考虑。

汽机房的柱距及跨度等尺寸按其工艺布置决定,汽机房结构形式与其工艺布置密切相关,不同的设备供应商有不同的设计方案和布置,一般分为全速机方案和半速机方案。半速机方案布置更为紧凑。

1.3.2 汽机房辅助间

实际上汽机房辅助间是汽轮发电机厂房的一部分,汽机房辅助间与汽轮发电机厂房主厅共用一列柱,其柱距和跨度等尺寸由工艺布置决定。辅助间共分四层,即底层、电缆夹层、通风间和除氧层。一般,下部结构采用钢筋混凝土结构,上部采用钢结构,钢结构安装在下部钢筋混凝土结构上,采用螺栓连接。

各层楼板均采用以压型钢板为永久模板的现浇钢筋混凝土楼面板。运转层及以下支撑楼面板的梁采用现浇钢筋混凝土梁,运转层以上采用钢梁。

1.3.3 辅助设备厂房

辅助设备厂房紧靠汽轮发电机厂房的外墙,包括润滑油传送间、通风设备间、树脂再生间。辅助设备厂房的建筑色调必须与汽机房、核岛及其他建构筑物协调一致。

辅助设备厂房均为单层厂房,各厂房框架为钢筋混凝土柱结构。

1.3.4 主变压器及辅助变压器区建构筑物

主变压器及辅助变压器区的变压器基础和防火墙均为露天构筑物,每台变压器用钢筋混凝土防火墙隔开,并在周边设电镀钢栅栏。

1.4 其他厂房(BOP)

BOP建构筑物是指核电站除核岛及常规岛厂房以外的

建筑物及构筑物。它主要包括联合泵站、泵站辅助建筑、全范围模拟机培训楼、热机修车间和仓库、废水处理站、厂区实验室、废液储存罐、废物储存厂房、除盐水生产厂房、行政办公楼、厂区餐厅、重要厂用水取水管道廊、综合技术廊道和浅沟等。

其中联合泵房是BOP中最重要的构筑物,它承担着核岛厂房和常规岛厂房的冷却水供应任务。在核电厂设计中联合泵房是与核安全有关的构筑物。

1.5 国内某核电厂核岛平面布置图

图2.6-1 为国内某核电厂核岛平面布置图。

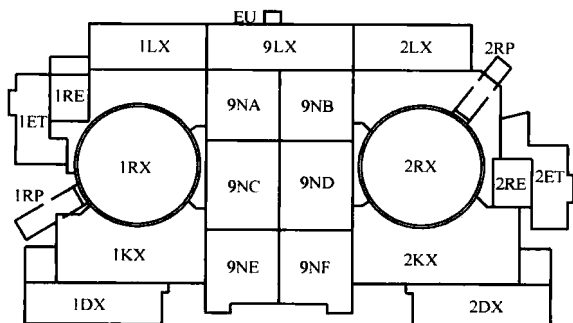


图2.6-1 某核电厂核岛平面布置

2 反应堆厂房安全壳

2.1 安全壳主要功能

安全壳作为核岛厂房的最后一道屏障,主要功能如下:

(1) 包容核蒸汽供应系统的主要设备,诸如压力容器、主泵、蒸汽发生器、稳压器及一回路管道等。

(2) 保护设施和运行人员免受大气(雨、雪、风)的干扰。

(3) 在发生核安全事故(如失水事故)时,包容泄出的放射性物质,并使释放到周围大气的放射性剂量水平限制在容许范围之内。

(4) 预防可能产生的外部飞射物、爆炸冲击波等的袭击。

2.2 安全壳种类

我国目前建造的核电厂安全壳的形式主要包括:

(1) 单层预应力混凝土安全壳内侧带有密封衬里。

(2) 双层安全壳,内壳为预应力混凝土内侧带有密封钢衬里,外壳为普通钢筋混凝土壳。

2.3 设计基准

2.3.1 预应力混凝土安全壳设计总要求

2.3.1.1 壳体部分

在分析安全壳壳体内力、位移及稳定性时,安全壳壳体可视为弹性薄壳结构。

壳体的应力分析可采用无弯矩薄膜理论,但对筒壁与底板交接处、环梁处等不连续部位以及由局部荷载作用和温度作用引起的应力和应变要按有弯矩薄膜理论作进一步修正分析。

必须采用可靠的方法分析壳体上较大孔洞(如设备闸门、人员闸门等)对壳体的整体影响及孔洞附近的应力。根据需要,在孔洞周围加厚补强。

必须考虑安全壳筒壁的工艺管线所引起的热应力。

安全壳与内部结构和相邻厂房之间留有足够的间隙。

安全壳结构以分项系数表达的极限状态进行设计,应根据不同的工况和荷载效应组合进行承载力极限状态的承载力计算和正常使用极限状态的容许应力验算。

对作用于安全壳的某些局部效应,如高能管道破裂引起的局部效应、龙卷风飞射物、内部飞射物和飞机的撞击效应等,允许考虑安全壳的塑性变形。

应进行安全壳在内压作用下的极限承载力分析。

2.3.1.2 基础底板

基础底板的分析采用弹性分析方法。地基反力可按刚性扩散角进行近似计算;也可采用地基与基础共同工作的假设来确定基础与地基之间接触压力的分布。计算时应考虑上部结构质量和刚度的影响。

基础底板应避免由于洪水或未来相邻建筑的施工造成底部侵蚀的可能性。

设计中应研究地下水位可能出现明显变化的效应。

设计中应提供适当的保护措施,以防止基础材料可能劣化。

2.3.1.3 钢衬里

除在建造阶段及对于飞射物撞击作用等特殊工况下,钢衬里不得作为受力构件,但在确定最大应变时必须考虑衬里与安全壳混凝土的相互作用。

钢衬里设计应满足下列要求。

(1) 衬里必须锚固于安全壳混凝土内,但锚固点之间局部弯曲变形应不受阻碍。

(2) 衬里能适应所有荷载效应,并能与混凝土结构协同变形,保证安全壳在各种荷载效应下的密封性。

(3) 衬里焊接必须采用无损于安全壳密封性的焊接方法。

2.3.2 钢衬里锚固系统的设计要求。

(1) 能适应所有荷载效应而无损于安全壳的整体性和密封性。

(2) 当某一锚固件出现缺陷或损坏时,锚固系统不致发生连续破坏。

(3) 锚筋应设计成在衬里撕裂前就破坏。

2.4 结构

2.4.1 安全壳结构的构成

预应力混凝土安全壳一般内侧带有密封衬里,大体上形成一个圆柱状的空腔,由基础底板、筒壁和穹顶三部分组成。

2.4.1.1 基础底板

基础底板自下而上为:

(1) 素混凝土垫层。

(2) 防水层,一般一直延伸到地坪表面。

(3) 厚底板,为承重基础底板,现浇钢筋混凝土结构。

(4) 底板下部周边设有环形预应力张拉廊道。

(5) 底板钢衬里,锚固于混凝土,并与筒壁衬里相延续,衬里焊缝处设有焊缝检漏通道网;内部结构的一、二次屏蔽墙,钢筋混凝土及设备支墩处的衬里局部加厚,墙、柱竖向钢筋可直接焊在加厚了的衬里板上,将可能出现的拉力传至基础底板。

(6) 混凝土保护层,一般厚约1m,该层混凝土有利于内部结构的荷载分布于基础底板,同时也为地面设置沟槽、水坑提供了条件。

(7) 基础底板一般在中部设置一凸起的剪力棒, 以保证内部结构在水平荷载作用下的稳定性。

2.4.1.2 筒壁

筒壁为预应力混凝土结构, 其结构特点为:

(1) 筒壁底部与基础底板相连, 底板根据需要可加腋或加腋, 上部通过环梁或直接与穹顶相接。

(2) 筒壁外设有若干竖向扶壁, 用以锚固水平预应力钢束。

(3) 在筒壁的不同位置上设有设备闸门、人员和小设备空气闸门、应急空气闸门以及各种管道和贯穿件。

(4) 在筒壁内侧衬里上设有环形吊车的支承结构及架设各种管线的锚固件。

(5) 预应力系统一般采用由高强度绞线构成的预应力钢束, 环向水平钢束锚固在筒壁的竖向扶壁上, 竖向钢束根据穹顶形状和有无环梁可为 I 形、倒 J 形和倒 U 形, 一端锚固在底板下环形廊道的顶板上, 另一端则锚固在环梁上或环形廊道另一侧的顶板上。

(6) 在筒壁混凝土的内外侧还设有环向和竖向普通钢筋, 内外层钢筋间设拉筋作为受剪钢筋。

2.4.1.3 穹顶

穹顶为预应力混凝土结构, 其结构特点为:

(1) 根据穹顶形状, 穹顶通过环梁或直接与筒壁相接。

(2) 对于扁壳形穹顶, 预应力系统一般由三组互为 120° 的钢束组成, 钢束锚固在环梁上, 扁壳预应力筋也可与筒壁竖向预应力筋合而成为倒 J 形钢束; 对于半球形穹顶, 预应力筋则常与筒壁竖向预应力筋合而成为倒 U 形钢束, 两端锚固于底板下张拉廊道顶板上。

(3) 穹顶混凝土中也布置有上下两层普通钢筋和厚度方向的受剪钢筋。

(4) 施工时, 穹顶混凝土一般分两层浇筑, 第一层先浇 20cm 左右, 与穹顶衬里和加劲肋共同形成内模板, 以承受浇筑第二层混凝土时的荷载。

2.4.1.4 衬里

衬里材料一般为碳素钢, 也可采用非金属材料, 如环氧树脂等。

若为钢衬里, 则用加劲肋和锚筋分块锚固在安全壳混凝土里, 衬里厚度一般取 6~8mm, 在环形吊车支承处等局部部位作加厚处理。

用环氧树脂作衬里材料时, 衬里可分为刚性型和弹性型。刚性型衬里在树脂硬化后形成无延性薄膜, 弹性型衬里保持有一定延性, 具有覆盖裂缝的能力。因此, 作为安全壳密封衬里应采用弹性型衬里。

2.4.1.5 设备闸门、人员空气闸门和应急空气闸门

反应堆大型设备通过设备闸门运入安全壳。设备闸门为一法兰型环状闸门舱口, 与安全壳钢衬里相焊。舱口用一个带有法兰的大型封头(碟型封头)盖闭, 封头法兰用螺栓固定于舱口法兰上。封头上有两个吊耳, 供拆装封头用。两个法兰之间设置双道密封, 在两道密封之间的空隙内可以加压(气体)作气密性试验。

人员和小型设备由人员空气闸门进入安全壳。人员空气闸门穿过安全壳上的贯穿筒, 并与该贯穿筒焊接构成一体。人员空气闸门设有两道压力密封门, 门的密闭靠双道密封实现, 正常状态下, 两道门以特殊方式连锁, 以防同时开启。

应急空气闸门与正常出入的人员空气闸门具有相同的特征。

2.4.1.6 管道贯穿件

管道贯穿件由焊接在安全壳钢衬里的钢套管组成, 该套管锚固在安全壳混凝土内, 超过安全壳表面一定长度, 用连接管把套管和工艺管道连接在一起。焊有套管处的钢衬里应局部加厚。

2.4.1.7 电气贯穿件

电气贯穿件由若干个装于一密封筒体内的贯穿芯棒组成, 贯穿芯棒固定在筒体两端的法兰上。筒体在安全壳内侧的法兰焊在混凝土筒壁内的预埋套管上; 外侧法兰上装有压力表、阀门组件等, 用以施加试验压力和监测泄漏。

2.4.1.8 通风管道贯穿件

通风管道用带有制动阀门的装置连接到安全壳贯穿件套管上。

2.4.1.9 燃料运输通道

燃料运输通道的套管穿过安全壳与换料水池相连。

2.4.1.10 环形吊车牛腿

环形吊车牛腿为结构性构件, 通过加厚的衬里板固定在安全壳筒壁内侧, 加厚的衬里板与原衬里板的焊接以 1:4 的坡度削薄过渡, 以避免应力集中。加厚衬里板背面通过计算设有足够的加劲肋和锚固钢筋, 将环形吊车牛腿锚固在安全壳筒壁上。

2.4.2 安全壳结构的选型

2.4.2.1 穹顶

安全壳穹顶形状一般有扁壳形和半球形两种。

扁壳形穹顶通过环梁与筒壁相连, 筒壁竖向钢束和穹顶预应力钢束锚固在环梁上, 由于存在不连续区, 该处受力较为复杂, 且节点处预应力筋和普通钢筋密集, 施工、浇筑较为困难, 且不易保证质量。但穹顶钢衬里重量相对小, 利于整体吊装, 缩短工期。

半球形穹顶与安全壳筒壁直接相连, 成为连续区, 使安全壳受力更为合理; 由于筒壁和穹顶合用倒 U 形预应力钢束, 因此减少了安全壳预应力钢束的数量, 节约了锚具。

但在安全壳直径和总高度相同的情况下, 半球形穹顶安全壳的自由容积较扁壳形穹顶安全壳的小。

2.4.2.2 筒壁竖向扶壁的数量

筒壁上锚固安全壳环向水平钢束的竖向扶壁可以采用 2 个、3 个或 4 个, 数量越多安全壳内的预应力分布越均匀。

但是, 减少扶壁可节约大量锚具和混凝土, 加快施工进度; 且有利于核岛结构的总体布置, 减少预应力张拉与贯穿区施工安装的相互干扰。

2.4.2.3 衬里材料

安全壳的密封可采用钢衬里或非钢衬里。

钢衬里的密封性能较有保证, 是一种传统的做法。

非钢衬里具有节约钢材、施工速度快等优点, 但为保证安全壳的密封性, 对贯穿件和预埋件的密封处理较为复杂。

对于采用双层安全壳的核电厂, 受内压的安全壳也可不设衬里, 安全壳的密封性通过内外安全壳间的空间保持负压、使放射性物质不致外逸来实现。

2.4.3 安全壳的尺寸

安全壳的尺寸取决于工艺要求和设备安装等因素, 它应提供与假想失水事故相容的必要的自由容积, 并具有环形吊车起吊最大设备的足够空间。筒壁和穹顶厚度的确定应考虑强度要求和足够的预应力钢束和普通钢筋的配置空间; 底板的厚度除取决于整个反应堆厂房的荷载效应和地基条件外, 还应考虑严重事故的影响而留有足够的裕度。

百万千瓦级核电厂预应力混凝土安全壳的主要尺寸大致

如下。

底板厚度：3.00~5.50m。

筒壁内径：37.00~40.00m。

筒壁高度：半球形穹顶 35.00~40.00m，扁壳形穹顶 45.00~50.00m。

筒壁厚度：0.90~1.10m。

穹顶厚度：0.80~0.90m。

内部总高度：55.00~60.00m。

内部总容积：约 60 000m³。

内部自由容积：约 50 000m³。

2.5 安全壳结构整体性试验和密封性试验

2.5.1 运行前的整体性试验

2.5.1.1 试验压力

核电厂运行前，安全壳结构必须进行规定压力下的压力试验，以验证其结构的整体性。试验压力取设计压力的 1.15 倍（用于带钢衬里的安全壳），对于双层安全壳取试验压力等于设计压力。

2.5.1.2 整体性试验

整体性试验应包括以下内容：

(1) 测量变位和关键部位及具有结构设计特征部位的应变。

(2) 测量预应力钢束的预应力和应力变化。

(3) 全面观察裂缝，并绘出宽度超过 0.25mm 和长度超过 150mm 的裂缝；对重点部位进行各级压力下的裂缝测量。

(4) 应在相应的测点上进行温度测量，温度测量的结果用于修正应变或变位读数的温度影响。

2.5.1.3 试验前应进行的工作

(1) 预计监测安全壳形状的所有仪表装置的读数，根据要求的量程和精度确定所用仪表装置的适宜性。

(2) 在浇灌混凝土过程中，预埋所需的各种测量仪器。

(3) 对安全壳结构作全面检查，记录混凝土中的裂缝、衬里变形以及其他为了解结构性状所需要的数据。

(4) 试验开始前数天内，在每天相同时间记录所有测试仪表的读数，以确定其稳定性，并消除显示过大漂移的不稳定因素。

2.5.1.4 试验环境条件

试验时可用空气作为试验介质。试验温度至少应比衬里材料的脆性转变温度高 20℃。

2.5.1.5 试验进行程序

(1) 整个增压过程可由 4~6 个相等的增量构成。记录在大气压力下及每次增压和卸压后的全部测量数据，卸压次数应与加压过程中的增压次数相同。每级增压和卸压应持续 1h。

(2) 当出现未能预料的试验压力下降大于 0.02MPa 时，应将压力进一步降低到前一增量的压力水平，并记录数据；比较该数据与相同试验压力水平的原记录数据之间的差异，并作出评价。

2.5.1.6 试验结果

应对试验结果进行分析，当测量值与预计值之间出现过大的差异时，应通过设计复查、估计测量允许误差和材料的可变性以及安全壳结构的探查，作出合理的解释。

2.5.1.7 整体性试验应满足的最低要求

(1) 从裂缝宽度、应变和变位数据分析中得知钢筋的屈服应变尚未发展。

(2) 混凝土和衬里均未发现肉眼可见的永久性损伤。

(3) 在安全壳卸压后 24h 内，预计最大变位点的变位恢复值等于或大于 80%。

(4) 预计最大变位点测得的最大变位值未超过预计变位值 30%；若 24h 内变位恢复值大于 90%，则可取消这项要求。

(5) 当上述第 (3)、(4) 条的要求得不到满足时，需对混凝土的徐变、温度变化以及测量值与预计值可能不精确等因素的影响作进一步研究，如研究表明仍达不到要求，应采取补救措施或重新试验。

(6) 当试验后安全壳结构出现严重的结构变化或损伤时，应进行修复，并在修复后重做整体性试验。

2.5.2 运行前的密封性试验

核电厂运行前，安全壳系统必须进行规定压力下的密封性试验，以验证安全壳结构及贯穿安全壳的系统和部件的泄漏率不超过规定的允许泄漏率。

2.5.2.1 密封性试验必须包括的三类试验

(1) A 类试验，即安全壳整体密封性试验，在 B 类和 C 类试验完成后进行。

(2) B 类试验，即安全壳贯穿件密封性试验。

(3) C 类试验，即安全壳隔离阀密封性试验。

2.5.2.2 A 类试验必须具备的前提条件

(1) A 类试验应在安全壳的设计压力下进行。

(2) A 类试验前应先进行 B 类和 C 类试验。安全壳所有贯穿件和安全隔离阀的密封性必须完好。

(3) 试验前对安全壳进行检查，对于一般的局部缺陷不予修整。如果检查表明安全壳有劣化征兆，则不得进行试验。

(4) 试验时，部件及回路应尽可能处于相当于失水事故时的如下状态。

1) 除为维持试验时的安全所需外，所有隔离阀必须以正常的操作方式予以关闭。

2) 失水事故时可能与安全壳相通并成为安全壳边界延伸部分的流体系统，在试验期间应使之与安全壳大气相通。对试验中不能开通的系统，则应在试验后根据该系统在试验中可能出现的介质，及早进行局部密封性试验，并将此项试验的泄漏率叠加到 A 类试验的结果里。

3) 所有贯穿件与安全壳的连接焊缝和底板衬里焊缝的检漏通道，在试验时必须与安全壳大气接通。

4) 必须采取诸如平衡二回路与安全壳之间的压力等措施，防止向二回路的任何泄漏。

2.5.3 在役试验

2.5.3.1 综合试验要求

当反应堆第一次停堆换料时，应进行一次综合试验，包括整体性试验、A 类密封性试验、B 类密封性试验和 C 类密封性试验。以后定期进行综合试验，但间隔时间不大于 10 年。

综合试验的试验压力采用设计压力。

2.5.3.2 B 类试验要求

除综合试验外，尚应按下列时间间隔进行 B 类试验。

(1) 电气贯穿件。经常处于加压状态下，至少每月记录一次压力计读数。

(2) 人员空气闸门。密封件每半年一次，以及在停堆换料重新启动之前；贯穿件约每两年一次，以及在停堆换料时进行。

(3) 设备闸门密封件。在每次封闭之后，以及至少约每两年一次，在停堆换料时进行。

(4) 燃料运输通道实心法兰密封件：每次关闭之后。

(5) 所有贯穿件柔性密封件：至少每两年一次，在停堆

换料时进行。

2.5.3.3 C类试验要求

对于C类试验，除只能在A类试验时进行试验的外，所有安全壳隔离阀两次试验的间隔时间不得大于两年，在停堆换料时进行。

3 反应堆厂房内部结构和核岛其他厂房

压水堆核电厂的厂房设置是根据堆型及全厂总体布置来确定的，不同的堆型和布置方案其厂房的名称和功能都不尽相同，但大体上是相类似的。现以国内某核电厂为例介绍其

厂房及结构。

3.1 反应堆厂房内部结构构成

内部结构主要为核供汽系统及其有关的设备和管道提供支撑，为人员和设备提供屏蔽，对管道破裂后产生的甩击和飞射物进行防护等。

内部结构由钢筋混凝土墙板结构组成，包括一次屏蔽墙、二次屏蔽墙、反应堆换料水池、隔间墙和支撑设备的楼板（见图2.6-2和图2.6-3）。主要设备与混凝土墙板之间通过支撑系统连接，这些支撑系统包括：

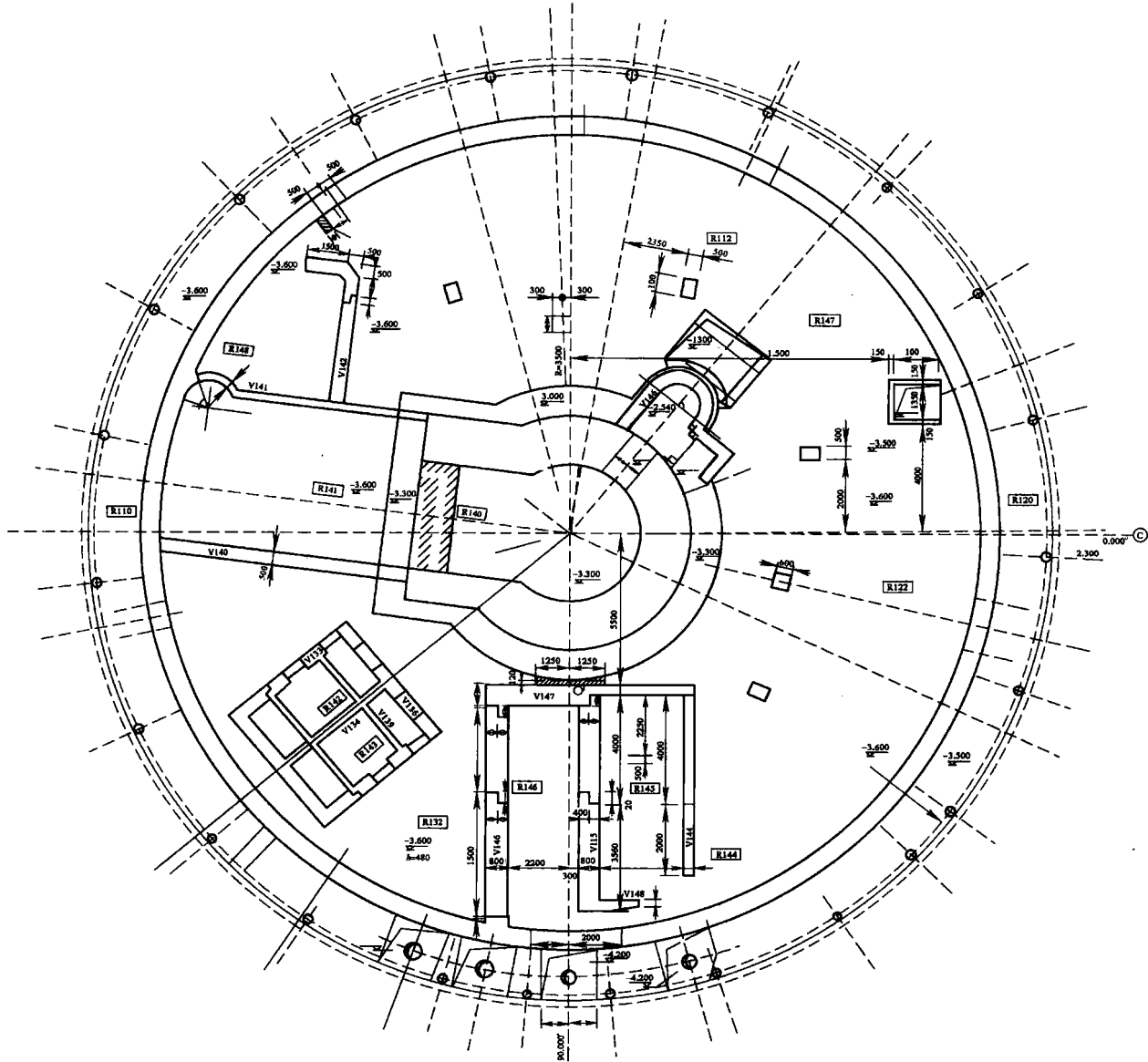


图 2.6-2 反应堆厂房内部结构—3.500m 平面图

- (1) 反应堆压力容器支撑系统。
- (2) 蒸汽发生器支撑系统。
- (3) 反应堆冷却剂泵支撑系统。
- (4) 稳压器支撑系统。

3.1.1 底板

内部结构支承在约 1m 厚的混凝土板上，该板又置于安全壳底板上，两者之间由混凝土找平层与安全壳底板钢衬里隔开，找平层用于覆盖和保护衬里焊缝检查通道。在找平层

与内部结构支撑底板间设有滑移层。

3.1.2 内环墙

内环墙也称一次屏蔽墙，为一钢筋混凝土厚壁圆筒体，竖直方向位于内部结构底板和反应堆换料水池底板之间。内环墙除用于支撑反应堆压力容器外还是其他主要楼板的支座。在一回路或二回路管道破裂事故中内环墙要承受压力荷载。内环墙内为反应堆堆坑，出入反应堆坑的门洞设有一承压闸门。内环墙将反应堆运行时的超量放射性阻隔在反应堆

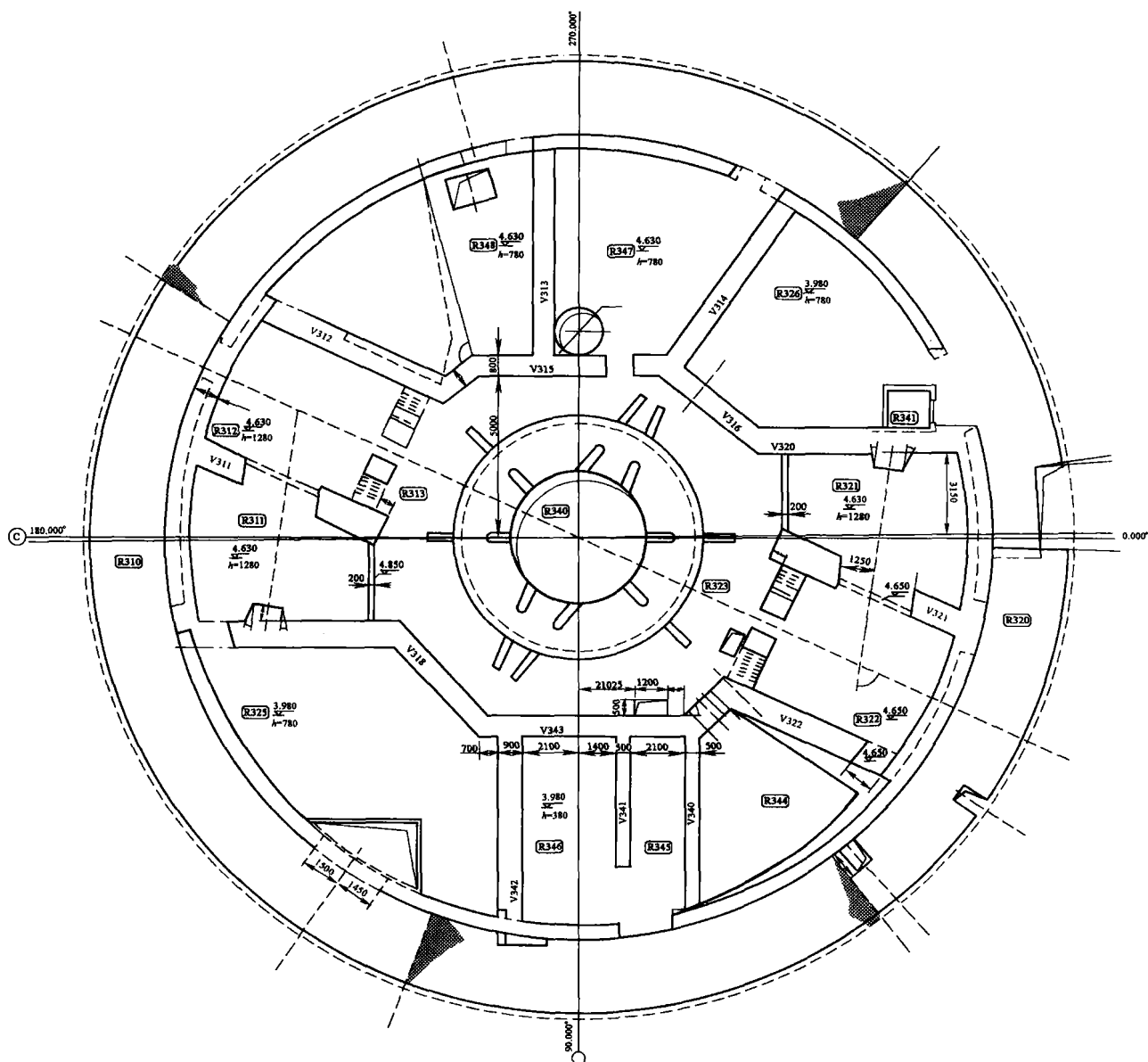


图 2.6-3 反应堆厂房内部结构+4.650m 平面图

堆坑内,同时为停堆时人员进入反应堆厂房提供生物防护。在正常运行工况下,内环墙由空气冷却,以限制混凝土发热和失水。一次屏蔽墙温度上升主要是由于吸收了压力容器散失的热量和混凝土本身因吸收辐照而发热。

3.1.3 外环墙

外环墙为二次屏蔽墙的重要组成部分。竖直方向位于内部结构底板和 20m 左右的操作平台之间。外环墙在反应堆运行时还提供生物防护,允许人员临时进入安全壳筒壁与二次屏蔽墙之间的环形空间。外环墙应保证能承受:

- (1) 由一回路冷却剂丧失事故造成的压差。
- (2) 正常工况下和事故工况下管道和设备支承的作用力(特别是在一回路冷却剂丧失事故和 SL-2 地震动同时发生的情况下)。

3.1.4 反应堆池

反应堆池支撑在内外环墙上,在换料或检查堆内构件时使用。反应堆池有以下两个房间,它们可用活动闸门隔开:

- (1) 反应堆腔室。
 - (2) 邻近反应堆的堆内构件储存间。
- 反应堆腔室的墙体支撑可移动的飞射物防护板。

反应堆池底和四壁设有支撑堆内构件支架用的锚固件。

反应堆池设有不锈钢衬里,衬里起防漏作用,但在结构强度方面不起作用。四面墙和底部衬里的背后,设有一排水网,用于衬里泄漏时排水。

3.1.5 主要设备的支撑楼板及隔间墙

内部结构的主要设备包括反应堆压力容器、蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵和稳压器。除反应堆压力容器支撑在内环墙上之外其他均支撑在楼板和隔间墙上。其中,蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵竖直方向支撑在 4.65m 的楼板上,稳压器竖直方向支撑在 11.5m 的楼板上;主要设备之间由隔间墙分开,其在水平方向的支撑一般作用在隔间墙上或外环墙上。

3.1.6 反应堆压力容器支撑系统

反应堆压力容器支撑系统包括:

- (1) 接管垫,它与反应堆压力容器的进出口接管为一整体。
- (2) 反应堆压力容器支撑环形结构,它将容器荷载传递到混凝土反应堆坑上。
- (3) 支撑座,它与支撑环形结构为一整体。

支撑结构按承受正常运行工况和事故工况（地震、反应堆冷却剂管道破裂）下的荷载进行设计，设计时不但要保证使容器和接管能在径向自由地热膨胀，而且要阻止其侧向位移。支撑结构也允许径向热膨胀。

支撑环放置在反应堆坑靠近顶部的牛腿上，其结构为一环形结构，其截面由内外两个圆筒和加强肋板组成。六个径向键焊于顶板上，并在埋于混凝土的止推座之间进行调节。这一措施保持了对水平荷载的支撑作用。支撑结构由空气循环冷却，使其下翼缘的温度保持在混凝土可接受的水平。

3.1.7 蒸汽发生器支撑系统

蒸汽发生器支撑的设计要保证对所有热膨胀和压力位移是自由的，但在发生事故时位移将受到限制。

竖向支撑为四个两端带支撑脚的铰接立柱，一端固定在混凝土结构上，另一端固定在蒸汽发生器的半球形下封头处。

水平支撑分上、下两部分设置。下部设置在蒸汽发生器下封头支撑台的位置，由多个档架组成；上部在蒸汽发生器重心标高附近设置支撑环，支撑环与蒸汽发生器之间的间隙用垫片调节。支撑环由四个阻尼器连于房间墙壁上，阻尼器可不受约束地作缓慢运动。因此，不限制回路的热变位，但在地震或管道破裂时阻尼器则为刚性，可有效控制蒸汽发生器的侧向位移。

3.1.8 反应堆冷却剂泵支撑系统

反应堆冷却剂泵（主泵）由三个竖向支柱架支撑，支柱架固定在泵壳的底座上。这些支柱是铰接的，允许泵壳在水平面内位移，并按承受地震和反应堆冷却剂管道破裂所引起的荷载进行设计。在每个泵壳支撑块标高处设有侧向阻尼器，以限制泵的位移及反应堆冷却剂管道破裂时对混凝土的撞击效应。在电动机支撑和混凝土墙之间也设有阻尼器，以限制地震效应。

3.1.9 稳压器支撑

稳压器在竖直方向由焊于下端的环形裙支撑。环形裙通过其下端的法兰用螺栓锚固于楼板。在发生地震和管道破裂事故时，稳压器的侧向位移是通过固定于混凝土内部结构上的支撑限制的。稳压器壳上焊有四个支撑块，彼此相隔 90°，通过四个侧向支杆调节这些支撑块，保证稳压器在轴向和径向的热膨胀，但限制其侧向位移。

3.1.10 反应堆厂房的其他结构和设施

正常出入反应堆厂房从核辅助厂房经位于安全壳 +8.00m 标高的人员闸门出入。所有设备通过安全壳设备闸门进入安全壳。人员应急出入通过位于 0.00m 地面标高的空气闸门。位于人员空气闸门附近的电梯可进入各个楼层。

反应堆厂房设有以下吊装设备：

（1）装卸料机，其轨道在内部结构 +20.00m 标高处。

（2）吊装重型设备的环形吊车，轨道固定在安全壳筒壁的牛腿上。

（3）设备出入口用的电动绞车，连于安全壳筒壁上。

此外，为吊装各种设备，还设置了单轨吊或高架移动式吊车，例如：

（1）吊装余热排出泵和风机。

（2）操作堆芯内仪表设备。

3.2 内部结构的作用和作用效应组合

3.2.1 作用和作用效应

3.2.1.1 正常作用

核电厂在正常运行或停堆期间安全壳内部结构所遇到的作用，包括下列各项作用标准值效应：

G——永久荷载标准值效应，包括由结构自重、静水压力、混凝土收缩和徐变以及固定设备荷载等引起的效应。

L——活荷载标准值效应，包括由任何可活动的设备荷载及其他可变荷载引起的效应，如检修荷载等。

To——在正常运行或停堆期间的温度作用标准值效应，室内平均气温度的范围为 +15~+40℃，循环 200 次。

Ro——在正常运行或停堆期间由温度作用引起的管道和设备反力标准值效应，不包括重力荷载。

3.2.1.2 施工期间的作用

核电厂在施工和安装期间内部结构所遇到的作用，包括下列各项作用标准值效应（以施工状况为依据，一般假定施工温度为 +20℃）：

G——永久荷载标准值效应，包括由结构自重、静水压力、混凝土收缩和徐变以及固定设备荷载等引起的效应。

L——活荷载标准值效应，包括由设备的运输荷载及其他施工过程中的可变荷载引起的效应。

To——在施工期间的温度作用标准值效应。

3.2.1.3 严重环境条件下的作用

E1——运行安全地震动产生的地震作用标准值效应。

3.2.1.4 极端环境条件下的作用

E2——极限安全地震动产生的地震作用标准值效应。

3.2.1.5 事故工况下的作用

在事故工况下产生的作用，包括下列各项作用标准值效应：

Pa——在设计基准事故工况下的压力荷载标准值效应。

Ta——在设计基准事故工况下的温度作用标准值效应（包括 To）。

Ra——在设计基准事故工况下产生的管道反力标准值效应（包括 Ro）。

Yy——在设计基准事故工况下产生的局部作用标准值效应，包括下列效应。

Yr——管道破裂时，破裂管道在结构上产生的荷载标准值效应。

Yj——管道破裂时，在结构上施加的喷射冲击荷载标准值效应。

Ym——管道破裂时，在结构上施加的飞射物撞击荷载标准值效应。

3.2.2 作用效应组合

安全壳内部结构的作用效应组合如表 2.6-1 所示。当表中各种组合中任何一种作用足以减小其他作用效应时，且该作用系经常出现或与其他作用肯定同时发生，则此项作用分项系数应取为 0.9，否则该作用不参与组合。

表 2.6-1 内部结构的作用效应组合

作用效应 组合	作用分项系数 γ_{ij}										
	Si	G	L	To	Ro	E1	E2	Pa	Ta	Ra	Yy
S1	1.4	1.7		1.7							
S2	1.4	1.7		1.7	1.7						
S3	1.0	1.0	1.0	1.0		1.0					
S4	1.0	1.0					1.25	1.0	1.0		
S5	1.0	1.0			1.15		1.15	1.0	1.0	1.0	
S6	1.0	1.0				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
S7	1.05	1.3	1.05	1.3							
S8	1.05	1.3	1.05	1.3	1.3						

3.3 其他抗震Ⅰ类结构

除反应堆厂房以外的其他抗震Ⅰ类结构包括核辅助厂房、电气及连接厂房、燃料厂房、柴油机房、辅助给水箱厂房。此外，BOP中的联合泵房、安全厂用水进走廊道等也是抗震Ⅰ类结构。

3.3.1 核辅助厂房

核辅助厂房位于两个反应堆厂房之间，并毗邻电气厂房，它包容有核辅助系统设备、放射性废物储存和处理以及必要的通风和起重设备，设备冷却水系统也包括在内。地下层被用作两个堆的循环水流经通道和技术廊道。整个厂房按功能划分为NA、NB、NC、ND、NE、NF六个区，其中NE、NF区属设备冷却系统厂房。平面布置见图2.6-4、图2.6-5。

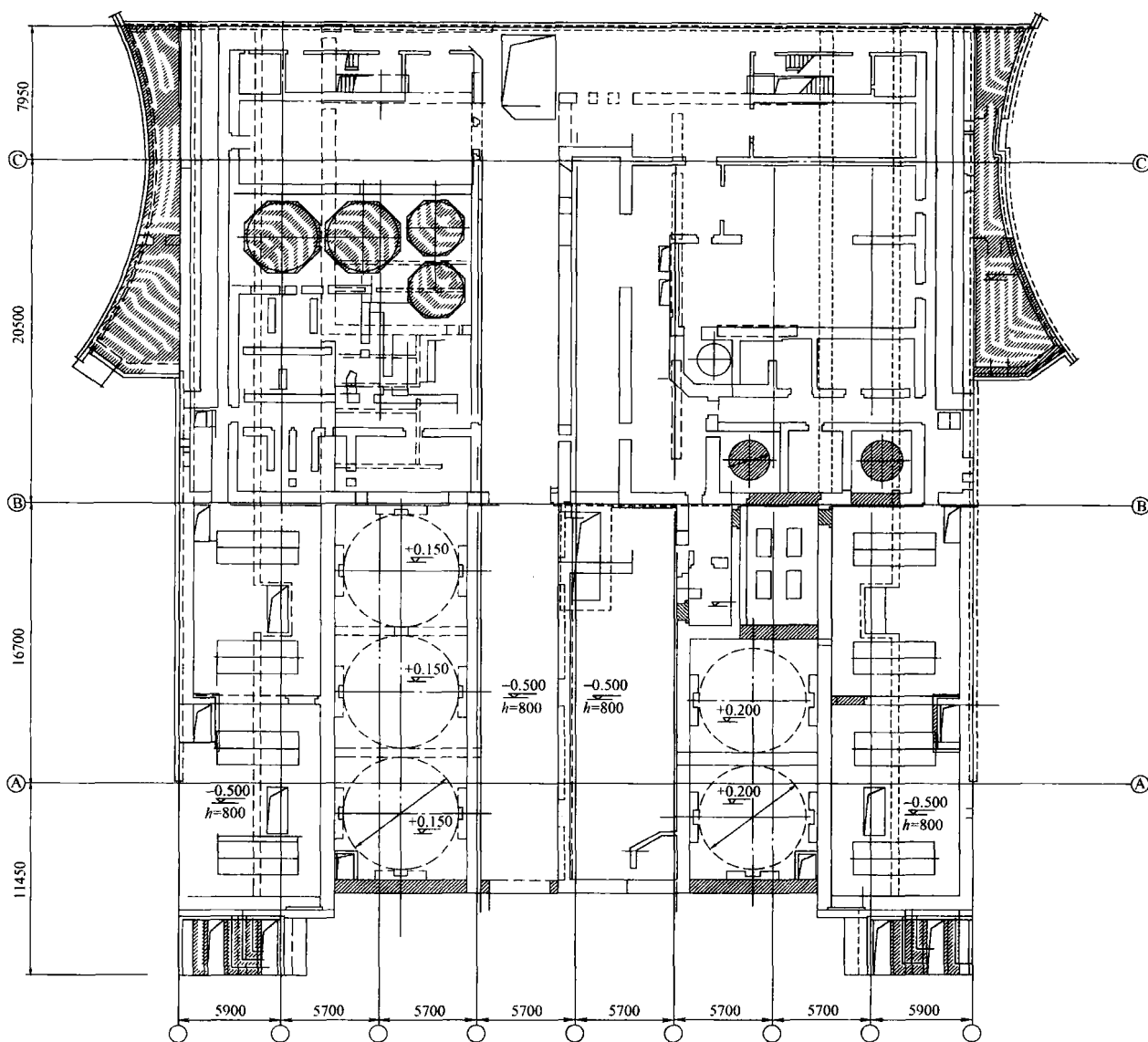


图 2.6-4 核辅助厂房±0.000m平面图

在正常情况下，人员可经电气厂房进入该厂房；重型设备从场坪标高处正面的设备出入口进入。由核辅助厂房到反应堆厂房和连接厂房设有正常通道，楼层间设有楼梯和电梯。

放射性设备周围的混凝土屏蔽墙和有计划布置的隔墙，为人员和环境提供了充分的生物防护。

核辅助厂房为钢筋混凝土抗震墙结构体系，由众多的剪力墙和厚板组成。除地下室外，±0.00m以上主要分为五层。NA、NB区与电气厂房的中间两堆共用部分相连，成为一个独立的结构区段；NC、ND、NE、NF形成另一个结构区段。两结构区段间设有从基础底板至厂房顶部的变形缝。

3.3.2 燃料厂房

3.3.2.1 燃料厂房的功能

- (1) 包容新燃料和乏燃料的操作设备及燃料往返反应堆厂房的运输。
- (2) 新燃料和乏燃料的储存和运出。
- (3) 包容运行所需的通风系统。
- (4) 储存反应堆池的补充水。
- (5) 包容乏燃料池中水的处理设备。
- (6) 人员和环境的放射性屏蔽。
- (7) 包容安注系统和安全壳喷淋系统的设备。

3.3.2.2 燃料厂房的组成 (见图2.6-6和图2.6-7)

Architectural floor plan of a building with a curved roofline. The plan shows various rooms and structural elements. Key dimensions include a total width of 4900 and a total depth of 24350. Specific room dimensions are provided, such as 11650 x 7050 and 12350 x 7650. The plan also indicates a curved roof structure with a height of 600 and a level of ± 0.000 . Various structural elements are labeled, including V1, V12, V13, V14, M1, M2, M3, and V7.

标准分享网 www.bzfxw.com 免费下载

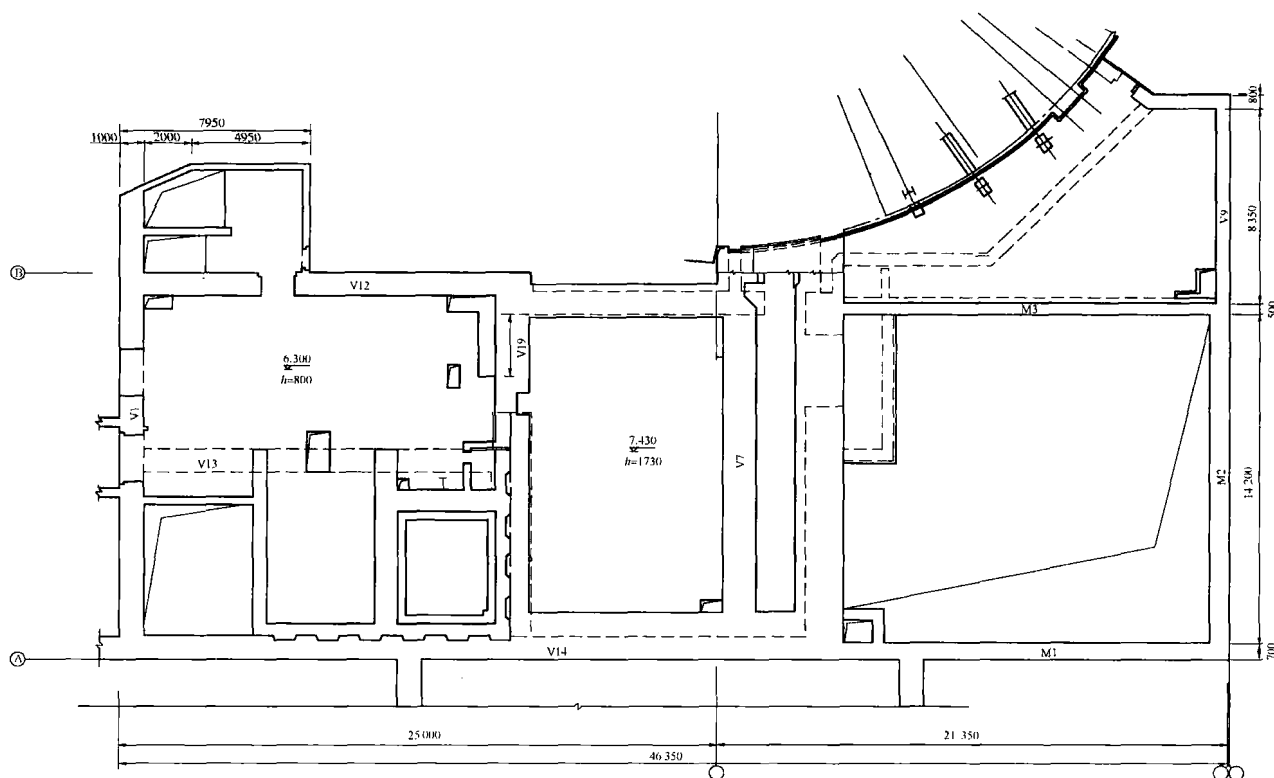


图 2.6-7 燃料厂房+6.300m 平面图

(1) 燃料厂房分 1KX 和 2KX 两部分，分属于 1 号堆和 2 号堆。

(2) 1KX 和 2KX 两部分的结构基本相同，由钢筋混凝土墙和楼板及钢结构屋顶（上有现浇混凝土层）构成，钢筋混凝土墙板将整个厂房分隔成不同功能的各种房间、贮槽和水池。

(3) 燃料装卸工作由在+20.00m 标高处三部吊车进行：

- 1) 130t 的乏燃料容器装卸吊车。
- 2) 起重量为 5t 的新燃料运输容器装卸吊车。
- 3) 起重量为 2t 的燃料元件装卸桥架。

(4) 为考虑乏燃料容器在装卸过程中可能发生坠落事故，在以下三处设有减震材料：

- 1) 容器装卸竖井下面，在±0.00m 楼板以下（考虑±0.00m 楼板被击穿后承受容器的坠落）。
- 2) 乏燃料容器间底部（+7.20m 标高）。
- 3) 乏燃料容器清洗间底部（+14.25m 标高）。

(5) 乏燃料坑在±0.00m 标高以上用变形缝与水池部分的结构隔开，以减轻假想的容器坠落对水池结构的影响。

(6) 乏燃料容器坑和有关房间均设有不锈钢衬里，与之相连的管道和接头也都是不锈钢的。

3.3.3 电气及连接厂房

电气及连接厂房包括控制室、与核岛连接的电气设备间、实验室和更衣室等。另外在该厂房的上部设有管道间，为反应堆厂房和汽机房之间的主给水和主蒸汽管道提供通路。

从结构角度看，电气及连接厂房由两条变形缝分隔成三个区段：

- (1) 1LX 区段，为钢筋混凝土结构，包括地下室共八层；一号堆的辅助给水箱位于该厂房±0.00m 标高楼层内。
- (2) 2LX 区段，除二号堆辅助给水箱另设厂房外结构与 1LX 区段相同。

(3) 9LX 区段，结构上与核辅助厂房的 NA 和 NB 相连，为钢筋混凝土结构，除地下室外共有六层，出入口在地面层，各层间有电梯和楼梯相通。

3.3.4 柴油机房

柴油机房设有柴油发电机和有关的辅助设备。

每个堆有两个柴油机房，整个电厂共有四个，分别设在燃料厂房边上。每个柴油机房是独立的，由三个房间组成：

- (1) 柴油发电机间。
- (2) 电气间。
- (3) 空调机和通风间。

该厂房为钢筋混凝土结构，厂房基础与相邻的燃料厂房基础相连。

3.3.5 辅助给水箱厂房

每个堆有一辅助给水箱。1 号堆的设在电气厂房 1LX 区段内；2 号堆的位于独立辅助给水箱厂房内，该厂房位于二号堆燃料厂房旁边，为钢筋混凝土结构。

3.3.6 联合泵房

联合泵房是核电厂重要的构筑物，其承担着核岛厂房和常规岛厂房的冷却水供应，因此泵房一般连接着水源（绝大多数为海水）和向核岛和常规岛供水的供水管廊。联合泵房一般为地下埋置结构，地下为钢筋混凝土，地上为排架结构或钢结构。地下主要有：闸门槽、进水道、涡壳、消防水池、闸门储存槽、工艺布置间、管道等，地上主要有电气控制间、通风竖井、设备间。地下主要设备有隔栅、转鼓滤网、安全厂用水泵、循环冷却水泵、消防水泵、风机等，地上主要设备有吊车。图 2.6-8 和图 2.6-9 为国内某核电厂联合泵房的平面和剖面图。

核电厂联合泵房与普通电厂的泵房相比，除了常规的设计外，在设计时尚应考虑以下主要的几个方面：

(1) 结构计算方法应采用动力计算。因为有重要的设备进行抗震分析，须提供泵房主要设备标高处的楼层反应谱。

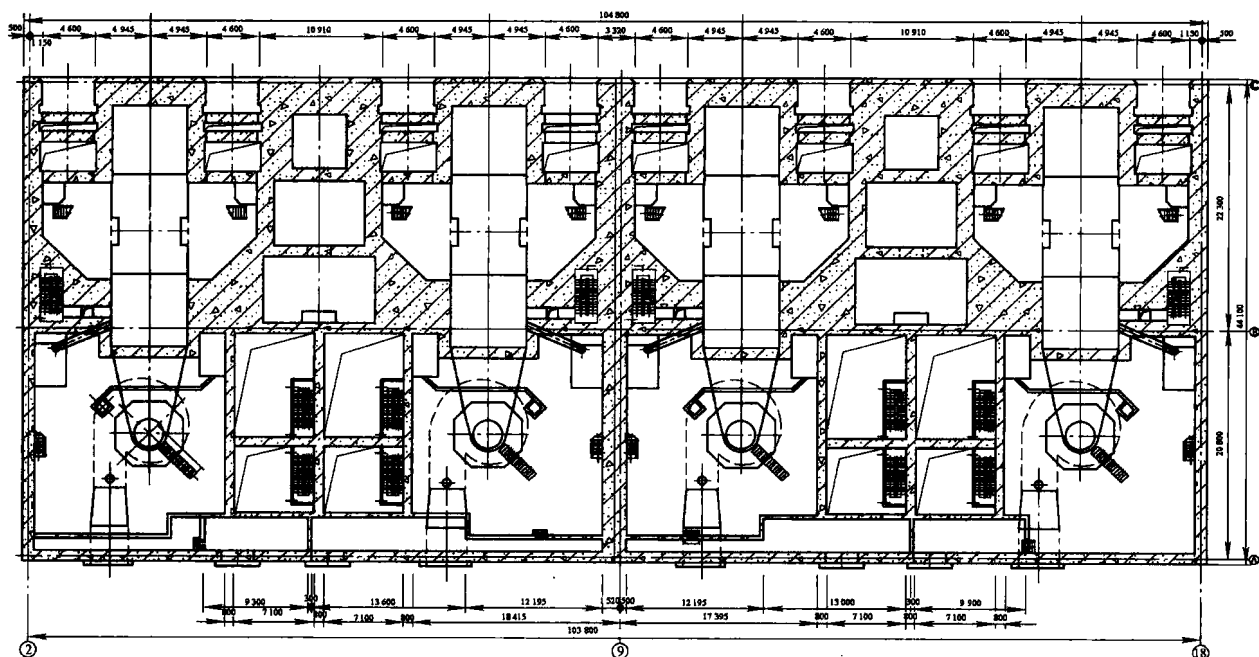


图 2.6-8 联合泵房平面图

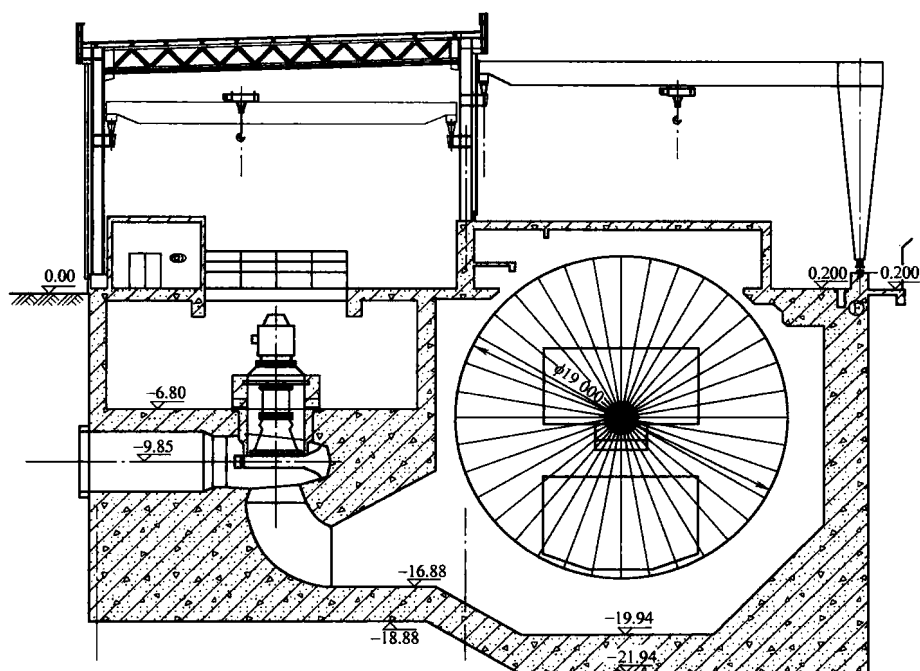


图 2.6-9 联合泵房剖面图

(2) 涡壳腔室由于有高速水流, 并且在涡壳泵启动和停止使用时有很大的压力, 因此在设计时应考虑耐磨、耐侵蚀、耐高压和耐久性。可根据工程的具体情况在混凝土中添加硅粉、微纤维等。

(3) 根据核电取水方式的不同,泵房的墙体有直接与海水接触的接触面,直接接触水位变化区和浪溅区的墙体部位应考虑耐冲刷、耐腐蚀、耐久性的要求,可根据工程的具体情况在混凝土中添加阻锈剂、微纤维等。

(4) 对于泵房+0.100m板, 需进行抗飞机撞击和抗龙卷风的设计, 对其中的安全厂用水 (SEC) 泵房顶板需进行抗飞机穿透能力的验算, 对+0.100m板上的所有混凝土盖板需进行抗龙卷风设计。

3.3.7 安全厂用水进水廊道

廊道设在地下，连接安全厂用水泵房与核岛，为现浇钢筋混凝土结构。

3.4 作用和作用效应组合

3.4.1 作用和作用效应

3.4.1.1 正常作用

核电厂在正常运行或停堆期间其他抗震 I 类结构所遇到的作用, 包括下列各项作用标准值效应:

G ——永久荷载标准值效应，包括由结构自重、静水压力、混凝土收缩和徐变以及固定设备荷载等引起的效应。

L——活荷载标准值效应，包括由任何可活动的设备荷

载及其他可变荷载引起的效应。

H——侧向土压力标准值效应，核岛厂房一般座落在基岩上，侧压力主要由回填材料引起。

To——在正常运行或停堆期间的温度作用标准值效应，室内平均大气温度的范围为+15~+40℃，循环 200 次；室外平均大气温度的范围为-10.8~+38.1℃，循环 40 次。

Ro——在正常运行或停堆期间由温度作用引起的管道和设备反力标准值效应，不包括重力荷载。

3.4.1.2 施工期间的作用

核电厂在施工和安装期间结构所遇到的作用，包括下列各项作用标准值效应（以施工状况为依据，一般假定施工温度为+20℃）：

G——永久荷载标准值效应，包括由结构自重、静水压力、混凝土收缩和徐变以及固定设备荷载等引起的效应。

L——活荷载标准值效应，包括由设备的运输荷载及其他施工过程中可变荷载引起的效应。

To——在施工期间的温度作用标准值效应。

H——侧向土压力标准值效应，核岛厂房一般座落在基岩上，侧压力主要由回填材料引起。

3.4.1.3 严重环境条件下的作用

W——风荷载标准值效应，按百年一遇 3s 最大风速计算基本风压。

E1——运行安全地震动产生的地震作用标准值效应。

3.4.1.4 极端环境条件下的作用

Wt——龙卷风荷载标准值效应，包括下列荷载效应。

Ww——龙卷风风压荷载标准值效应。

Wp——龙卷风风压降荷载标准值效应。

Wm——龙卷风飞射物撞击产生的效应。

E2——极限安全地震动产生的地震作用标准值效应。

3.4.1.5 事故工况下的作用

在事故工况下产生的作用，包括下列各项作用标准值效应：

Pa——在设计基准事故工况下的压力荷载标准值效应。

Ta——在设计基准事故工况下的温度作用标准值效应（包括 To）。

Ra——在设计基准事故工况下产生的管道反力标准值效应（包括 Ro）。

Yy——在设计基准事故工况下产生的局部作用标准值效应，包括下列效应。

Yr——管道破裂时，破裂管道在结构上产生的荷载标准值效应。

Yj——管道破裂时，在结构上施加的喷射冲击荷载标准值效应。

Ym——管道破裂时，在结构上施加的飞射物撞击荷载标准值效应。

3.4.1.6 内部飞射物和外部事件的作用

A1——内部飞射物撞击产生的效应，假想乏燃料容器在燃料厂房坠落产生的效应，容器重 110t，撞击面积 6m²，假定容器为无限刚性体。

A2——外部爆炸引起的冲击波效应。

A3——飞机撞击产生的效应。

3.4.2 作用效应组合

其他抗震 I 类结构的作用效应组合如表 2.6-2 所示。当表中各种组合中任何一种作用足以减小其他作用效应时，且该作用系经常出现或与其他作用肯定同时发生时，则此项作用分项系数取为 0.9，否则该作用不参与组合。

表 2.6-2 其他抗震 I 类结构的作用效应组合

作用 效应 组合	作用分项系数 γ_{ij}															
	G	L	H	To	Ro	E1	E2	W	Wt	Pa	Ta	Ra	Yy	A1	A2	A3
S1	1.4	1.7	1.7		1.7											
S2	1.4	1.7	1.7		1.7	1.7										
S3	1.4	1.7			1.7			1.7								
S4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0		1.0									
S5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0				1.0							
S6	1.0	1.0	1.0							1.25	1.0	1.0				
S7	1.0	1.0	1.0			1.15				1.15	1.0	1.0	1.0			
S8	1.0	1.0	1.0				1.0			1.0	1.0	1.0	1.0			
S9	1.05	1.3	1.3	1.05	1.3											
S10	1.05	1.3	1.3	1.05	1.3	1.3										
S11	1.05	1.3	1.3	1.05	1.3			1.3								
S12	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0								1.0		
S13	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0									1.0	
S14	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0										1.0

4 抗震设计

核电厂中核安全相关构筑物的抗震设计与普通民用建筑抗震设计从概念、地震输入以及分析方法上都有较大的差别，但在截面设计和构造措施上又是一致的。普通民用建筑抗震设计是以“三个水准”为抗震设防目标，按照 50 年内超越概率为 63% 的中值烈度水准进行抗震分析；而核安全相关构筑物不是按设防烈度的概念进行设计，而是直接按照设计基准期中年超越概率为 2% 和 0.1% 地震的最大地面加速度为地震输入进行设计的，因此在同一抗震设防地区，核安全相关构筑物抗震分析的输入要比普通民用建筑抗震分析的输入大很多。

4.1 抗震分类与设防标准

4.1.1 抗震分类

核电厂的物项根据其核安全的重要性划分为以下三类：

(1) I 类物项。核电厂中与核安全有关的重要物项，包括损坏后会直接或间接造成事故的物项；保证反应堆安全停堆并维持停堆状态及排出余热所需的物项；地震时和地震后为减轻核事故破坏后果所需的物项以及损坏或丧失功能后会危及上述物项的其他物项。

(2) II 类物项。核电厂中除 I 类物项外与核安全有关的物项，以及损坏或丧失功能后会危及上述物项的与核安全无关的物项。

(3) III 类物项。核电厂中与核安全无关的物项。

4.1.2 设防标准

(1) I 类物项应同时采用运行安全地震动 (SL—1) 和极限安全地震动 (SL—2) 进行抗震设计。

核岛构筑物除龙门吊外均为抗震 I 类物项，均应同时采用运行安全地震动 (SL—1) 和极限安全地震动 (SL—2) 进行抗震设计。

(2) II 类物项应采用运行安全地震动 (SL—1) 进行抗震设计。

(3) III 类物项应按国家现行的有关抗震设计规范进行抗震设计。

4.2 抗震设计参数

4.2.1 设计地面运动

在核电厂厂址选择时，通常由国家有关地质地震部门进行厂址地质地震安全性评价，并给出厂址的设计地面运动，

即地震输入,用于构筑物的抗震分析。对于处在一个地震区的每个厂址通常给出两个设计基准地震动:一是运行安全地震动(SL—1),即在设计基准期中年超越概率为2‰的地震动,通常为核电厂能正常运行的地震震动;二是极限安全地震动(SL—2),即在设计基准期中年超越概率为0.1‰的地震动,通常为核电厂可能遭遇的最大地震震动。其地面加速度峰值由厂址地震安全评价部门给出,但一般不应小于0.15g。SL—1的地面加速度峰值可取SL—2的1/2。

4.2.2 设计反应谱

一组频率特性各不相同的有阻尼的单自由度振子,当它们的基础上受到一个由适当的时间运动记录表示的振动运动时,该组振子要产生响应,根据它们最大响应值所绘制的图叫反应谱。

设计可以采用标准反应谱或厂址特定的反应谱,具体厂址采用哪种反应谱须由厂址地震安全评价部门给出。

多数核电厂采用设计标准反应谱。目前我国采用的设计标准反应谱有两种,一是美国NRC的管理导则RG.1.60中给出的标准反应谱(见图2.6-10和表2.6-3);另一是我国HAD101/01中给出的HAD标准反应谱(见图2.6-11和表2.6-4)。

表 2.6-3 R. G1. 60 标准反应谱

临界阻尼 (%)	控制点水平设计反应谱放大系数			
	加速度			
	A(33Hz)	B(9Hz)	C(2.5Hz)	D(0.25Hz)
0.50	1	4.96	5.95	0.74
2	1	3.54	4.25	0.57
5	1	2.61	3.13	0.47
7	1	2.27	2.72	0.43
10	1	1.9	2.28	0.39

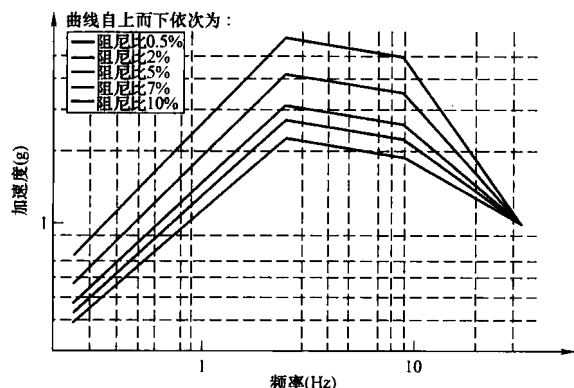


图 2.6-10 R. G1. 60 标准反应谱曲线

表 2.6-4 HAD 标准反应谱

阻尼比 (%)	基岩场地水平向标准反应谱控制点周期及其谱值					
	A(0.03s)	B(0.04s)	C(0.07s)	D(0.3s)	E(4.0s)	
	加速度 (g)	加速度 (g)	加速度 (g)	加速度 (g)	加速度 (g)	位移 (m)
0.5	1	2.49	5.21	5.74	0.49	1.95
2	1	2.07	3.72	4.1	0.39	1.55
3	1	1.91	3.22	3.6	0.35	1.39
4	1	1.81	2.91	3.28	0.33	1.31
5	1	1.73	2.69	3.05	0.31	1.23
7	1	1.62	2.39	2.69	0.28	1.11
10	1	1.51	2.1	2.35	0.25	0.99
20	1	1.3	1.61	1.78	0.21	0.83

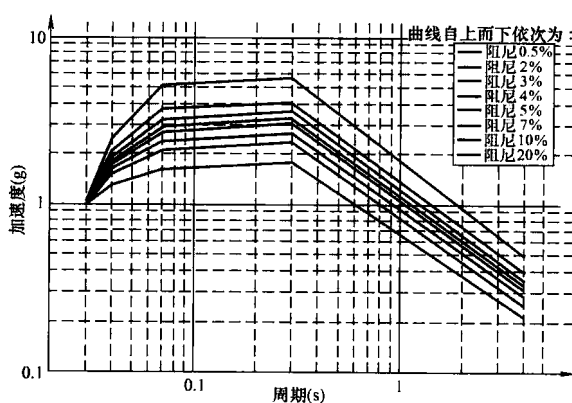


图 2.6-11 HAD 标准反应谱曲线

4.2.3 设计加速度时程

必须建立对应于SL—1和SL—2两种基准地震动水平的加速度时程曲线,加速度时程曲线与厂址确定的设计反应谱要相匹配。

加速度时程曲线可采用三角级数叠加法或实际地震加速度记录生成。在无合适的实际地震加速度记录时,通常采用三角级数叠加法的人工拟和方法建立。加速度时程曲线所生成的反应谱要能包络用于实际分析的各个阻尼比的给定目标谱。

4.2.4 临界阻尼比

核岛构筑物抗震分析阻尼比可按表2.6-5采用。对不同材料组成的混合结构,阻尼比宜按能量加权的方法确定。

表 2.6-5 临界阻尼比 %

结构类型	运行安全地震动	极限安全地震动
预应力混凝土结构	3	5
钢筋混凝土结构	5	7
焊接钢结构	2	4
螺栓连接钢结构	4	7

4.3 抗震分析

核岛构筑物抗震分析是核电站抗震分析的重要环节,它不仅保证其结构自身的安全,而且通过抗震分析所获得的楼层反应谱还为设备管道的抗震分析提供了重要依据。

4.3.1 抗震分析方法

通常情况下,核岛构筑物的抗震分析采用时程分析法和反应谱法。当有充分论据能保证安全时,也可采用等效静力计算法。

4.3.2 结构模型化

实际的结构是很复杂的,无法直接进行计算。因此,必须首先将其合理地简化,抓住影响结构物动力特性的主要因素,从而建立一个可以进行结构动力分析的计算模型。通常用于结构动力分析的模型有两种:集中质量杆模型,三维有限元模型。

在计算结构地震作用时仅考虑永久荷载和实有的活荷载。

对于质量和刚度不对称分布的结构,应考虑由于偏心所产生的扭转效应。

在确定模型惯性参数时,应考虑由不能忽略的液体质量与结构相互作用所产生的流体动力学效应。

4.3.3 动力解耦准则

在核电厂的抗震设计中,和基础相连的主体结构定义为

主体系,其他被支承的结构、系统和部件可作为子体系。主体系和子体系宜进行耦联计算,但当其符合下列条件之一时,主体系和子体系可不作耦联计算。

(1) $\lambda_m < 0.01$ 。

(2) $0.01 \leq \lambda_m \leq 0.1$, 且 $\lambda_f \leq 0.8$ 或 $\lambda_f \geq 1.25$ 。

注: λ_m 为被支承的子体系的总质量与主体系的总质量之比, λ_f 为被支承的子体系的基本频率与主导频率之比。

不作耦联计算的子体系,其地震输入可由主体系的计算确定。在进行主体系计算时,当子体系与主体系为刚性连接时,可将其质量包括在主体系质量内;当子体系与主体系为柔性连接时,可不计入子体系的刚度和质量。

4.3.4 土壤模型化

对于基础底面土层平均剪切波速大于 1100m/s 的地基,近似的可不计入土与上部结构的相互作用,边界条件可采用固定端;对于地基土平均剪切波速不大于 1100m/s 的地基,应考虑土与上部结构的相互作用 (SSI), 根据土体的动力特性将其离散化。SSI 分析可采用直接法和阻抗法。

4.3.5 抗震分析流程

图 2.6-12 给出了抗震分析的基本流程图。

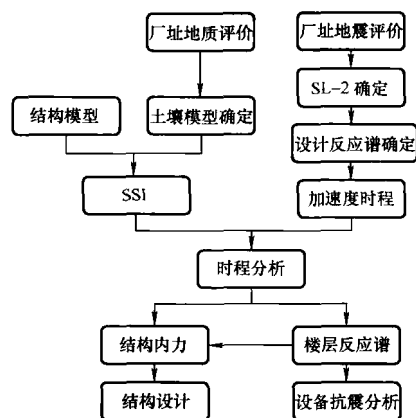


图 2.6-12 抗震分析基本流程图

4.4 作用效应组合

地震作用效应应与核电厂中各种工况下的使用荷载效应进行最不利的组合。SL-1 地震作用根据不同组合取不同的组合系数, SL-2 地震在各种组合中组合系数均取为 1。SL-2 地震应与设计基准事故组合。

地震作用效应组合见本章表 2.6-1 和表 2.6-2。

4.5 概念设计和构造要求

4.5.1 概念设计

应在设计之初,通过采取适当的厂房布置和结构布置,以使地震对结构、系统和部件的影响尽可能的小。通常应用以下原则:

- (1) 尽可能将结构的重心降低。
- (2) 尽可能将结构的平面和立面做得简单、规则、对称。
- (3) 尽可能将各楼层的刚度中心靠近其重心。
- (4) 尽可能避免不同抗震类别及动力性能的结构或设备之间的刚性连接等。

为了减少构筑物之间不利的位移差,可考虑将这些构筑物放在相同的基础上,至少避免不同的埋深。

可以采用如基础减震器的抗震系统或装置的方法用于整个或部分设计,这种方法可明显降低地震的作用。

4.5.2 构造要求

核岛构筑物的抗震构造要求可参照普通民用建筑抗震构造要求,宜按抗震等级为一级的混凝土结构构件的有关要求。

5 常规岛建、构筑物

5.1 总体布置

常规岛厂房由主厂房 (汽机房及辅助间)、汽机通风间、润滑油传送间、凝结水精处理间组成。常规岛主厂房一端紧邻反应堆厂房,另一端布置有变压器平台;汽机通风间与润滑油传送间和凝结水精处理间布置在主厂房两侧。

5.1.1 汽机房布置

在常规岛厂房布置设计中,不同的设备供应商有不同的设计方案和布置,一般分为全速机方案和半速机方案。相对而言,半速机方案布置更为紧凑。

针对百万千瓦级核电站而言,一般来说,汽机房的跨度为 44m,长度为 100m,有效利用高度约为 37m。柱距采用 8m 和 12m 两种。汽机房共分为三层:底层、中间层和运转层。

5.1.2 辅助间布置

辅助间是指紧靠汽机房的建筑物,其跨度为 15m 左右,长度与汽机房长度相同为 100m,有效利用高度约为 34m。辅助间共分四层,即底层、电缆夹层、通风间、除氧层。

5.2 常规岛机械起吊系统

汽机房和辅助设备间的设备安装、运行、维护时,要用到起重重量不同的各种起吊设备,如大吨位的桥式吊车、小吨位的单轨吊车和各种起吊梁等。

5.2.1 汽机房设备的起吊设施

汽机房设有两台 200/30t 高架主电动行车,可以联合起吊发电机转子;在底层的真空泵上面设有单轨起吊设施;在桥式吊车不能到达的地方、设备的中心线上方均设起吊梁。

5.2.2 辅助设备间的起吊设施

辅助间设有一台 20t 的电动行车,供备用于给水泵及其附属设施的起吊。

图 2.6-13 和图 2.6-14 为某核电厂常规岛厂房平面图和剖面图。

5.3 主厂房的结构选型

主厂房采用钢筋混凝土框排架结构形式,汽机房的 A 列,两端山墙与辅助间的 B、C 列框架柱、梁将采用钢筋混凝土到屋顶,汽机房的屋架采用双坡钢桁架, A 排柱通过屋架与辅助间框架组成横向框排架结构,与纵向框架共同构成一个空间结构体系。

辅助间的各层楼面 (包括屋面) 采用 H 形钢梁作为次梁,钢梁上铺压型钢板作永久性底模,上面浇筑钢筋混凝土楼板,屋面结构找坡并设置防水层。

汽机房平台采用钢结构,平台中部采用钢柱支承,四周的钢梁简支在主厂房框架柱牛腿上,并在适当的位置设置支撑。设备层除润滑油转运站采用钢筋混凝土楼板外,其他区域铺设钢格栅。运行层平台采用压型钢板作底模,上面浇筑钢筋混凝土楼板。压型钢板作为永久性模板,不考虑受力,钢梁与混凝土板间按构造设置抗剪栓,但梁仍按纯钢梁设计,不考虑钢梁与混凝土板的共同作用。加抗剪栓的作用是使楼板与纵横向构件组成稳定体系,使框架整体有足够的抗

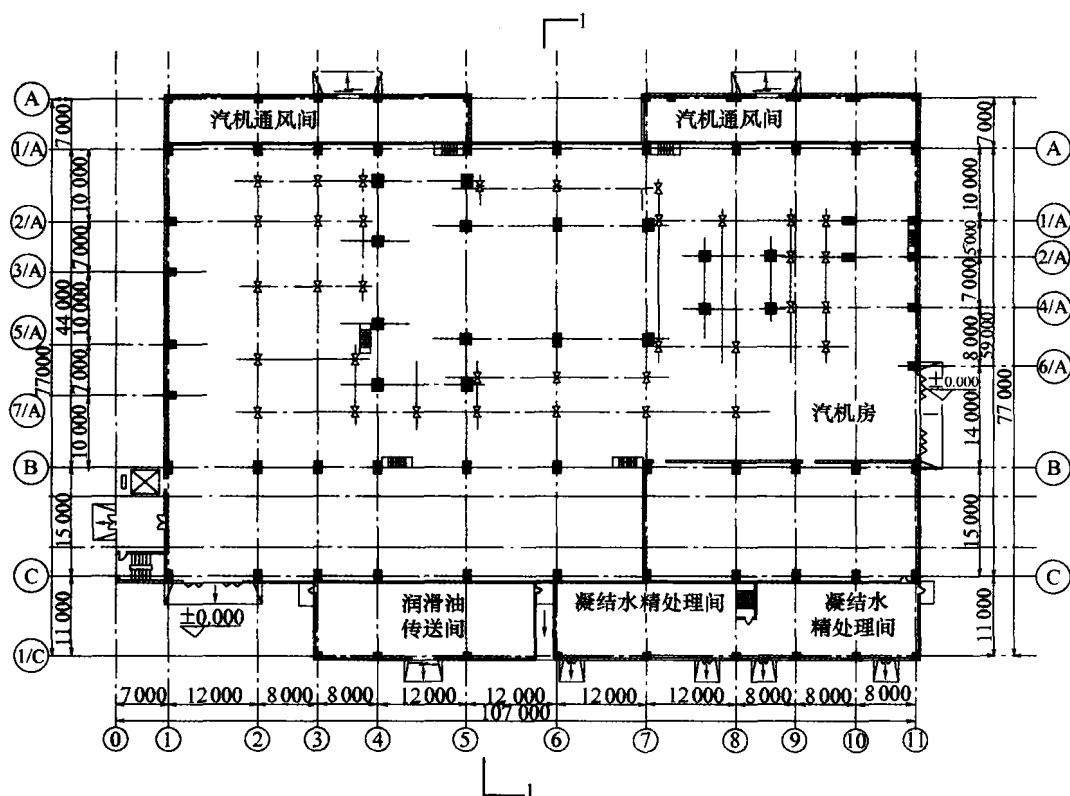
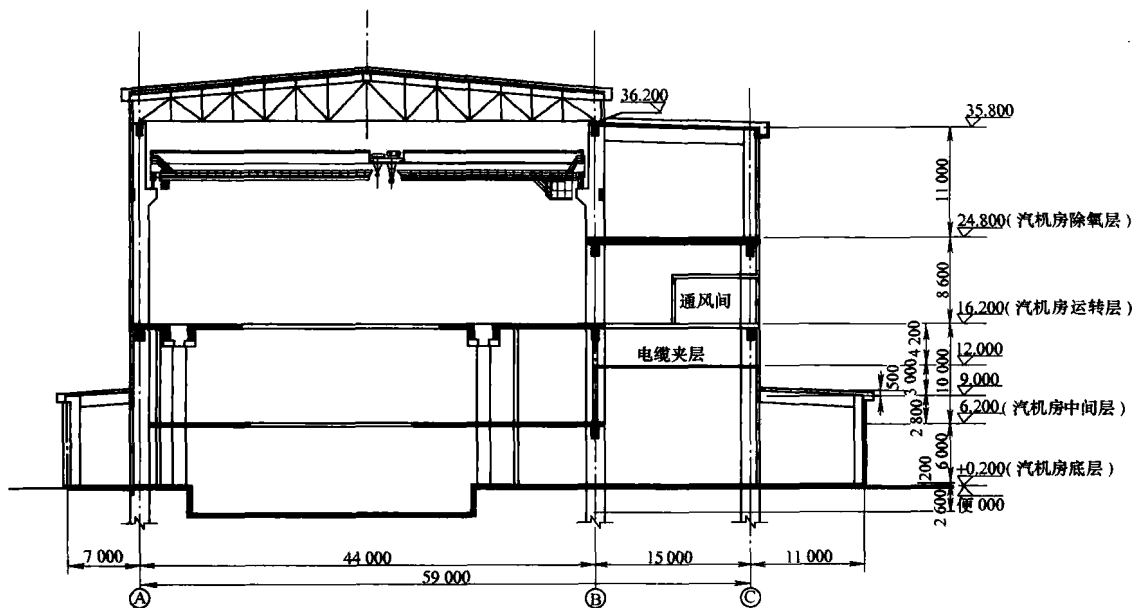
图 2.6-13 某核电厂常规岛厂房 $\pm 0.000\text{m}$ 平面图

图 2.6-14 某核电厂常规岛厂房剖面图

側移能力。

山墙平面内为钢筋混凝土平面框架结构,平面外为抗风柱。在中间适当位置设置钢结构抗风桁架或钢筋混凝土抗风平台,将水平力传递给 A、B 轴纵向框架,柱上端与屋架上下弦铰接。北山墙与核岛电气楼相邻,属于重要的构筑物,山墙上不仅承担各种连接核岛与常规岛管道的荷重,还设置了主蒸汽管防甩击的装置。北山墙将在山墙柱平面外采取结构措施,形成足够的抗侧力体系,以抵御风荷载、地震作用和管道用击力。

汽机房的屋架可采用双坡钢桁架,在主厂房框排架结构计算三维模型中,桁架被视为刚性杆。汽机房屋面板采用中

间带隔热夹层的彩色压型钢板作屋面板,自防水。这种形式屋面具有自重轻、有利于抗震;安装、施工方便快捷;可减少檩条和屋架用钢量且隔热效果好等优点。

汽机房配置 2 台 200/30t 桥式吊车, 吊车梁采用焊接工字型钢梁, 设水平制动桁架。行车在设备安装和检修时起吊的最重构件为发电机转子, 定子则采用专门提升架进行安装, 吊车梁按吊车最大轮压进行设计。

5.4 基础

厂房基础根据建筑物所处的地质条件可采用独立基础、条形基础。如上部荷载较大或地基情况较差,也可采用桩基

础。基础不但要满足强度要求,而且要满足有关规范对绝对沉降量和沉降差的要求。

汽轮发电机基础设计应与设备制造厂密切配合,以便合理确定基础形式。一般采用支承在平板式钢筋混凝土底板上的框架式基座。基础设计时,传到基础的全部静荷载和基础本身的质量之和求得的总重心与基础底面形心,应力求位于统一垂直线上。一般情况下,顶板应有足够的质量和刚度,应加大扰力作用点下构件的质量,以减小基础的振动。为了保持轴系的平直和改善基础的动力性能,各横梁的静挠度宜接近。应确保基础在静荷载和动荷载作用下,既有足够的强度,又有良好的动力特性,使基础的频率及扰力作用点的竖向振动线位移符合《动力机器基础设计规范》的规定值,做到可靠、安全。

汽轮机基础在零米以下与汽机房基础之间设沉降缝脱开。主体结构与中间平台脱开布置。

5.5 结构设计

5.5.1 抗震布置

主厂房采用钢筋混凝土框排架结构,布置上尽量采用对称布置,刚度合理分布。汽机房平台与汽轮机基座间设置抗震缝,在两结构构件必须联系时,则采用滑动支座来处理。如汽机房平台与厂房柱设置滑动支座,使两结构在地震作用时,能各自自由振动。

5.5.2 计算分析

厂房框排架的应力分析应考虑静荷载、活荷载、风荷载、吊车荷载及地震作用。地震作用按批准的本地区的设防烈度计算,一般情况下可采用基本烈度。对于六度区应提高一度设防。其抗震措施按《建筑抗震设计规范》中的乙类建筑考虑。采用空间分析程序进行分析,抗震计算采用振型分解反应谱法。

5.5.3 结构设计规范和标准

建筑结构设计采用的规范标准应优先采用国家或行业标准中的规程和规范,钢材、水泥、砂石及其他在施工中采用的建筑材料均应采用中国产品和标准。

参 考 文 献

- [1] 国家核安全局. 核安全法规: HAF102, 核动力厂设计安全规定. 北京: 国家核安全局, 2004.
- [2] 国家核安全局. 核安全导则汇编: 上册, HAD102/03, 用于沸水堆、压水堆和压力管式反应堆的安全功能和部件分级. 北京: 中国法制出版社, 1998.
- [3] 国家核安全局. 核安全法规技术文件: HAF. J0066, 压水堆核电厂物项分级的技术见解. 北京: 国家核安全局, 1997.
- [4] 章宗耀等. 秦山核电二期工程一号机组反应堆首次启动物理试验的预分析. 核动力工程, 2002, 24(2): 240-247.
- [5] 章宗耀等. 秦山核电二期工程堆芯设计. 核动力工程, 2003, 24(2): 11-16.
- [6] 李经纬. 秦山第二核电厂工程反应堆热工水力设计. 核动力工程, 1999, 20(4): 308-312.
- [7] 杨来生, 宗桂芳, 胡俊. 秦山第二核电厂工程反应堆水力模拟实验研究. 核动力工程, 2003, 24(2)(增刊): 208-211.
- [8] 杨来生, 宗桂芳. 600MW 反应堆旁漏流水力模拟实验研究. 核动力工程, 1999, 20(4): 317-322.
- [9] 傅守信, 胡建军. 秦山核电二期工程反应堆主屏蔽设计. 核动力工程, 2003, 24(2): 64-68.
- [10] 胡建军, 傅守信, 刘桂莲. 压力容器环形缝上部材料屏蔽计算和分析. 核动力工程, 2003, 24(2): 78-81.
- [11] 刘桂莲. 秦山核电二期工程反应堆堆坑辐射通量分布计算. 核动力工程, 1998, 19(4): 375-379.
- [12] 陈济东主编. 大亚湾核电站系统及运行. 第1版. 北京: 原子能出版社, 1994.
- [13] 俞忠德主编. 秦山核电二期工程建设经验汇编. 第1版. 北京: 原子能出版社, 2004.
- [14] 新编电气工程师实用手册编委会. 新编电气工程师实用手册: 上册, 第八篇, 第五章 核电厂主要系统. 第1版. 北京: 中国水利水电出版社, 1998.
- [15] 核工业第二研究设计院. 压水堆核电设计手册: [内部资料]. 北京: 核工业第二研究设计院, 2004.

第 3 篇 核电厂的建造

主编单位：中国广东核电集团公司

核工业第二三建设公司深圳分公司

核工业华兴建设公司深圳分公司

主 编：任俊生 郭文骏 董玉川 魏建国

编写人员：曾文星 任俊生 郭文骏 谢阿海 伍伯基 李 靖
蒋 虹 黄 涛 刘全忠 杨春乐 潘国栋 肖 钧
何大波 余鑫耀 王永姣 陈振伟 雷中黎(中国广
东核电集团公司)

董玉川 戴雄彪 江 超 王占云 张 强 田志东
范安全 淡亚新 底晓利 周志清 徐 杰 杨建华
李建兴 熊国盛 邹剑波 王付云 侯玲芝 南小伦
高 健 许 磊 侯爱莉(核工业第二三建设公司深
圳分公司)

魏建国 刘兆瑞 李 军 陈 勇 杨忠勇 沈志诚
李 权 王存杰 邓 辉 冯子昭 苏光艳 杨昭旭
严跃兰 刘光明 沈贵国(核工业华兴建设公司深圳
分公司)

第1章 综 述

1 核电厂建造的项目管理与组织

核电的建设,其项目管理与其他大型工业项目(如冶金、石油、化工、电力、矿山、交通等)有不少共同之处,但由于核电工程通常投资额高、工期较长、对设备制造要求高、布置密集、设计接口复杂,加上因核安全要求而提交的审批环节较多,因此核电厂建设的项目管理是一个更为复杂的系统工程。通过项目管理并在此过程中的不断自我完善,不断追求相应决策的合理化来达到对资金、设备、材料、人力和机具的最佳利用,以确保“安全第一、质量第一”核电建设方针的贯彻以及工程项目质量、进度、投资的控制目标的实现。

1.1 核电项目管理的范围与内容

1.1.1 核电项目管理的范围

从广义角度看,在企业对核电投资项目形成初步决策,也就是该项目的初步可行性研究报告完成评审、项目建议书上报国家主管部门后,核电项目管理即已开始。这是因为,此后的工程可行性研究、工程初步设计对于选定厂址的总体布置、技术方案选择、工程总概算及经济分析等决定最终投资决策的要素,涉及诸如厂址资料搜集与测试、环境影响与厂址安全评价、水(海)工专题试验研究、主设备供货与询价、大件运输方案的选择以及接入电网(系统)方案推荐等众多外委或内部组织项目,这些工作的有效性、及时性和结论的客观性对整个工程具有决定性的影响。企业通常由业主公司[核电公司(筹)或核电筹建处]组织上述各项工作,或者一开始就委托专业的工程管理公司承担,业主公司参与重大方案决策及管理执行的监督。

当前,一般所指的核电项目管理,则是包括核电厂“四通一平”前期工程与设计采购、施工、调试、验收等核电建设全过程的管理,对每一个阶段参与设计、供应、制造施工、技术服务的单位的各项活动进行全方位安全、质量、进度、投资、技术与环境的监督、跟踪、分析和沟通,确保项目推进的有序性和协调性。

1.1.2 核电项目管理的内容

对于技术密集、投资密集、工期较长的核电工程,其项目管理工作必须着重于:

(1) 提出前期工程通路(包括通航)、通电、通水、通信和场地平整的设计规范书,协助业主选定专业设计院开展设计,并安排其初步设计与施工图审评,组织四通一平施工招标与合同执行,并组织实施四通一平现场管理和施工管理。

(2) 建立本项目前期工程阶段、建造阶段的质量保证大纲及相应程序,提出对设计、制造施工有关承担单位的质保要求(质保大纲、程序、质量计划、质量控制要求等)。

(3) 根据工程里程碑进度制定工程项目一级进度与前期工程一、二级进度,规范设计、制造与供货、施工安装与调试等方面的进度编制细则。

(4) 协助业主(公司)制订《合同采购手册》,规范设

计、采购、施工等招、评标与定标的执行原则以及合同支付、变更处理与合同结算的操作流程。

(5) 确定项目管理组织结构,制定人员上岗规划、岗位资质要求以及提出人员培训计划和推荐相应教材。

(6) 通过与国家核安全局、核安全中心协调,规范核安全相关进口设备、部件和材料以及供应方设计必须遵循的法规、规范与导则。

(7) 编制工程程序与设计程序,优先考虑需要列入合同附件的、业主工程部(或项目管理部)与承包商须共同遵守的有关程序,按计划编制内部管理程序。

(8) 建立计算机化信息管理系统,提出与设计、制造、施工等合同承包商单位及监理单位相应项目管理机构在技术条件、图纸、设计接口提交、制造进展与供货、施工工程量、厂房与系统移交等方面信息共享的原则要求。

(9) 建议工程监理所承担的合同范围,通常对于水库、海工工程项目等专业性较强的项目选择设计、施工管理,核电主体工程较多采用项目公司与监理公司合作监理的模式。

(10) 会同业主或受其委托参与主设备供应的招标谈判,向业主推荐设备采购包的划分与采购方式,进口与国产化设备部件的分交方案。

(11) 根据采购方式规划各设计采购包之间的接口互提的内容与进度协调,编制工程设计的接口手册。

(12) 编制主体工程与重要分部、单项工程施工招标技术规格书,参与施工、安装合同的招评标与承包商的选定。

(13) 与业主协商确定调试承包模式,界定施工安装与生产准备的上下游关系。

(14) 理顺与政府或行业主管部门对各类报告、设计的对应审批环节,协助业主编制上报相应的报告及组织有关评审。

除上述重点外,对于项目前期工作、设计采购、施工安装、调试启动以及最终验收的具体管理工作在本章各节均有详细的叙述。

1.2 核电项目管理的组织

核电项目管理的组织较大程度上取决于核电建设项目采用的管理模式,而项目法人对管理模式确定,须对国家宏观经济与政策环境、反应堆堆型与主机设备潜在在供应商选择及合同分包方式、项目投资方/业主公司的工程经验和人力资源、国内设计制造能力等因素进行综合分析后作出。

1.2.1 核电建设项目的管理模式

在国际上,常用的核电建设管理模式有三种:

交钥匙:由核蒸汽供应系统(NSSS)供应商或工程管理有限公司(AE)总承包。

业主+AE:大块分包。

业主+AE:部件采购。

在中国,由于NSSS供应商尚未形成,业主或批量建/或刚开始,缺少经验,因此,较多采用业主+AE的管理模式。

核电建设项目法人(业主方),需要确定以下三种项目

管理模式中的一种进行,这也是国外其他行业建设项目通常选择的方式。

(1) 业主负责组织实施项目管理:即由业主公司自行组建项目建设管理班子。

(2) 委托专业公司组织实施项目管理:业主通过合同委托有资质的工程管理公司或工程咨询(顾问)公司全面进行项目管理。

(3) 业主与专业公司合作进行项目管理:此类合作进行的项目管理有多种形式,参与项目管理的工程管理、监理公司也可以是多家,但必须由一家公司负责项目管理的全面实施,参加合作项目管理的公司根据所签订合同规定的内容任命项目经理负责执行,履行合同承诺,但该项目经理的工作是在有时称之为项目总经理的统一部署下进行,业主公司人员作为项目参与者,按照合同或协议负责部分管理,也可承担某些单项工作。

随着我国经济向社会主义市场经济的逐步过渡,以往国内大型基本建设项目通常采用的指挥部系统的管理方式已基本被摒弃,即使是国家投资的重大项目,政府的行为也已转为对项目申报、开工中一些关键环节的审查核准以及建设期间各阶段的监督;对于业主公司经营决策活动,则由国资委对国有重点大型企业实行监管与考核,从而使项目建设法人责任制得到真正落实。无论业主公司确定上述三种项目管理的任何一个模式,管理的范围与内容有各种不同的分工,业主公司或受其委托的工程管理咨询公司通过招标或特殊情况下的议标,最终选择工程设计、供货制造、施工安装、技术服务等的承包单位,通过合同来规定相应的工作范围,须遵循的法规、标准和技术规范以及合同各方面的责任权利和义务,对于因合同执行引起的争议则通过坦诚协商予以化解,一旦无效,最终解决也仅能通过司法仲裁进行。

1.2.2 核电建设项目管理的组织

1.2.2.1 业主负责项目管理组织

业主通过组织、招聘人员,或与专业工程咨询公司、设计研究单位签订技术服务(支持)合同,建立工程管理组织,对工程项目实施全过程的质量控制、进度控制、投资控制、安全管理、合同管理、信息管理以及组织与协调工作,对于核电建设项目,业主的项目管理组织通常分为纵深型与扁平型两类。

(1) 纵深型(又称多层次)项目管理组织机构如图3.1-1所示,具有下列特点:

1) 业主公司工程部经理作为业主方的项目经理(Project Manager),负责项目工程设计、供货制造、施工安装、调试启动各阶段的全面工程管理,与执行承包方的设计总工程师(总设计师)、项目经理等对口。

2) 工程部经理负责核电项目的临时验收,在机组完成性能实验、示范运行后移交生产部,并在适当时候组织工程项目的最终竣工验收。

3) 工程部下设各分部(或处)与设计单位、制造单位、施工承包单位对口、协调、监督合同的执行,对于重要的里程碑(节点),通过成立业主牵头、多家承包商参与的协调委员会统一部署完成。

4) 监理公司项目部按照工程监理合同规定的内容、范围执行相应的监督与管理,当前国内尚无一家监理公司能覆盖整个核电项目的工程监理范围。

5) 质量保证部主要通过设计、制造单位与现场承包商的质保监察、专项监督来促进其质量管理,确保质保

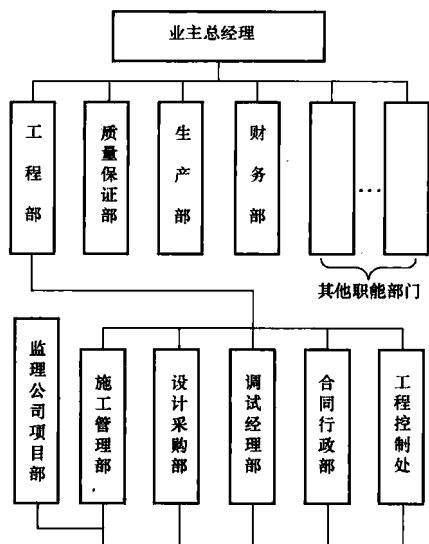


图 3.1-1 纵深型项目管理组织

(QA)系统工作的有效性,具体质量控制(QC)的跟踪与监督由工程部与监理公司项目部进行,质量保证部同时也进行公司内部质量管理的监督与服务。

6) 公司总经理部按照董事会授权,部署、制定、落实公司重大决策,协调与政府行业部门的接口关系。

广东大亚湾核电站(2×984 MW)与岭澳核电站一期(2×990 MW)采用此类项目管理组织,两者不同之处是大亚湾核电项目建造期间国家建委尚未颁布《工程监理规定》,其组织机构中不存在监理公司项目部。岭澳核电站二期主体工程的工程监理经议标由中国国际工程咨询公司和中广核工程监理公司负责联合监理,海工部分单项工程由天津海岸带(集团)公司承担工程监理。

(2) 扁平型(宽跨度)项目管理组织机构如图3.1-2所示,其特点为:

1) 业主公司总经理负责组织落实董事会重大决策和项目建设各阶段的策略筹划与综合管理,实施公司一处一科三级管理系统。

2) 业主总经理部设多名副总经理与总经理助理,分别负责一个或多个处,与项目建设直接相关,副总经理与总工程师负责建造各阶段公司各处工作的协调与组织。

3) 通过招标或议标,委托工程监理公司承担主体工程与单项工程的工程监理。而业主公司相应处则着重于设计管理、接口协调、主设备的制造与供货、国产化设备材料的采购与催交等审查协调以及合同管理事宜。

4) 考虑到项目建设后期的综合性调试启动与投产后的生产运行关系密切,该部分工作常常由运行处、工艺系统处等单位负责组织实施。

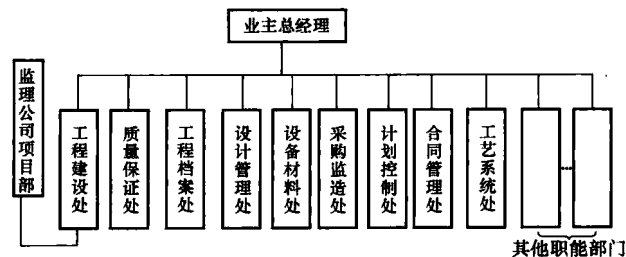


图 3.1-2 扁平型项目管理组织

浙江秦山第二核电站(2×650MW)与江苏田湾核电站(2×1060MW)采取此扁平型项目管理组织,但公司处一级的设置略有不同。

以上两类由业主负责的项目管理组织都属于称之为“大业主”的管理模式,经工程实践证明都是成功的。其明显的优点是业主公司对于项目管理具有较强的控制权与主动权,业主直接主持设计、施工方案优化或重大技术变更评审往往更能较为全面地综合对工期、投资、合同的影响并兼顾到项目建成后长期运行的安全、经济和可靠性。但此类大业主管理通常需要聘用大量专业人员,大亚湾核电站、岭澳核电站二期工程部高峰时人数达七八百人(包括技术服务单位派遣人员),招聘员工经培训上岗,逐步熟悉工作相关的程序,积累了管理经验,而工程结束前后这些人才容易流失,不利于专业管理队伍的形成。

1.2.2.2 委托专业公司组织项目管理

随着我国二次能源多元化的进展,核电项目不再限于广东大亚湾、浙江秦山与江苏田湾三个核电基地。近年来,经大量勘探、测试、分析、比选工作,核电投资者会同设计单位在山东、辽宁、福建等沿海省份以及湖北、江西、湖南、四川、安徽等省都选定了不少优秀厂址。除中国核工业集团公司与中国广东核电集团公司外,国有五大电力公司也相继投资核电项目。自2005年起,每年都有核电项目开工,进入“批量”建造时期。核电项目的投资者大多选择“小业主”的项目管理模式,即委托有资质的专业工程管理或工程咨询公司负责核电项目建造管理。为适应国家积极发展核电的需求,多个工程(或工程管理)公司相继成立,其中有的工程公司还可以承包(核岛和常规岛)主设备的供货。工程公司项目管理组织机构见图3.1-3。

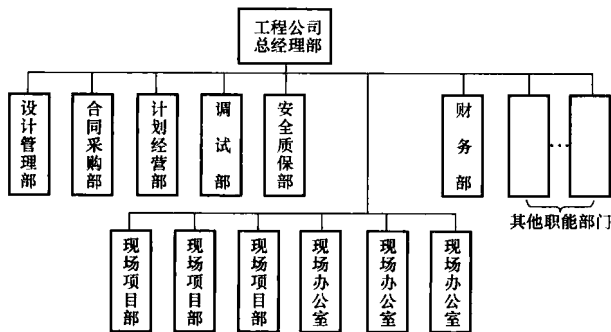


图 3.1-3 工程公司项目管理组织机构

业主委托专业公司组织项目管理的特点:

(1) 业主公司仅需组建相应精简的机构,聘用少量人员对工程(管理)公司的项目管理提供项目开展的条件、组织方案比选及重大技术变更的评审,对口政府主管机构、理顺外部关系、跟踪监督工程进展。

(2) 按照工程项目管理(委托)合同的分工,业主负责审查批准工程公司项目部提交的合同推荐书,签署设计、施工承包合同,筹措资金进行合同支付。

(3) 业主公司的生产准备工作,其中运行、维修程序编制的上游文件需通过项目管理公司获得,生产人员参与安装、调试以及全范围模拟的有关工作也需与项目管理公司协调,并在项目管理合同中明确规定。

(4) 业主公司作为核电站运营者承担核安全责任,项目管理须通过业主向国家环保总局,国家核安全局提交各类报告与质疑答复,业主公司负责组织参与相关评审。

(5) 工程公司按照同业主公司签订的核电项目管理委托合同,任命项目(总)经理全面负责项目的设计、采购、制造、施工、调试等阶段的组织、管理与三大控制,定期向业主公司报告工程进展,分析潜在风险,建议重大解决措施。

(6) 就现场厂址准备情况,项目总经理在现场设置现场办公室或现场项目部,指派现场项目经理,公司相关部门也派驻计划、设计、合同、安全质量管理人員组成相应机构,同项目部施工管理处形成矩阵式管理系统。

(7) 工程公司组织的核电项目管理范围覆盖了《工程监理规定》所规定的监理内容,但对项目中较为专业性的单项工程(如水库、海工构筑物)及设备监理(监造)工程,公司项目部可经业主公司批准,委托其相应资质的专业工程监理公司进行。工程公司对所委托承担的重要设备采购的招、评标及合同谈判策略的制订,要充分尊重业主公司的意见,特别是重大设备、部件的引进,应邀请业主参与包括相应融资、信贷等的重要谈判。

(8) 工程公司负责项目的总体设计,但必须尊重其接手前业主公司(或筹建办)已委托设计院(公司)制订的有关规划与设计,如有变动,须经多方论证后,且经业主公司批准后进行修改。

广东岭澳核电站二期(2×1080MW)、辽宁红沿河核电站(2×1080MW)采取此类项目管理模式。委托工程公司管理后,业主公司工程管理人员大量减少,项目管理也更趋于专业、规范;业主公司可主要着力于项目三大控制的跟踪与监督,特别是重大质量安全问题、设计与供货同施工进度延误问题、重大合同问题以及工程调试与生产(准备)的协调问题等。作为工程管理公司,在承担多个核电建设项目后可以根据各项目的开工进度合理安排人力,通过建立合格供应商、承包商名册后合理节省招评标工作量,经工程实践经验建立系列化的工作程序与接口信息管理平台,可达到人力资源利用的最优化。由此可见,委托专业的工程管理公司进行项目管理是核电站建造管理的发展趋势,在核电设备制造真正形成系列化、国产化能力之后,核电工程管理公司可进一步承担“交钥匙”(EPC)工程项目。然而,从核电项目投资——核电公司业主角度出发,对于今后能真正形成项目管理竞争的市场、此类技术服务的合理收费、有效避免项目管理公司不合理的企业行为等方面,有待于行业与主管部门的进一步规范化。

1.2.2.3 业主与专业公司合作项目管理

业主方与工程(管理、咨询、监理)公司合作进行项目管理可以有几种合作方式,通常较为常见的是将项目管理的设计、供货、施工、调试进行分工管理,如工程公司负责设计与施工管理,业主公司负责供货采购与调试组织并对前者的管理进行协调与监督,而前者对后者的活动进行技术上的支持。也有按技术与商务分工的,工程公司负责技术,而业主公司负责合同管理,业主公司人员也参与一部分技术管理工作。此类项目管理,往往组建一个项目管理机构,任命项目(总)经理协调各方的工作,但以协调工作为主,各分工负责方在其协调下组建相应下层机构,负责具体的分项管理。项目(总)经理可以由承担分项工作(程)量最大或复杂程度较高的单位推荐,由业主公司确认,也可由业主指定总经理部成员,征得各方同意后任命。

秦山第三核电站(2×720MW 重水堆核电站)基本上属于此类合作项目管理,工程由核岛主设备供应方——加拿大原子能公司(AECL)负责总体项目管理(包括设计及接口、成套设备供货、质量管理、进度管理、技术支持)、主工艺包(NSP)建造管理、调试技术负责等管理,业主公司为秦山第三核电公司,负责总体监督(包括执照申领、现场设施提供、中方人员支持、建安造价控制)、BOP建造管理与调试实施等内容,业主委托中核四达监理公司进行建造

施工监理,项目理由加方担任,美国柏克德(BECHTEL)公司、国内上海核工程设计院等多家单位参与了物资采购与部分子项的建造管理。由于业主与加拿大原子能公司签订的合同安排包括设计、供货的项目总承包合同,虽然有人认为该核电站建设一定程度上属“交钥匙工程”,但从项目管理角度看,此还是有别于中国援建巴基斯坦恰希玛核电站的项目总承包。秦山三期是加、美、日联合体交钥匙工程,但将部分BOP及其项目管理分交给728院,调试及施工也是在外方承担责任下分交给中方承担。

由于核电建设项目在我国电力建设总装中所占份额很低,从而至今积累的经验有限,国内能覆盖此领域并有相应资质的工程管理(咨询、监理)公司也屈指可数,因此一定时期内核电项目的业主公司往往将工程建设项目管理委托工程管理公司,本身除监督管理外也承担部分单项的组织管理,并建立相应的机构参与合作项目管理。随着核电机组批量化的生产与项目的增多,委托专业公司组织全范围的项目管理终将成为核电建设项目管理的主流。

综合上述,有三个特点:①尚无NSSS供应商;②刚形成少量有资质的工程管理公司;③新进入的业主在增多。

因此形成由“AE”负责的形式和趋向。下一步的方向:

①二代加将沿此模式;②三代取决于国家的决策/NSSS及AE。

1.2.3 业主公司的监督管理

在确定了项目管理模式、确立了相应的组织后,除工程管理公司工程部对项目的设计、制造、施工、调试进行组织、管理、跟踪、监督等一系列活动外,业主公司仍需要进行必要的监督与协调,也就是说作为对核电项目投资并对其运营承担最终责任的法人——业主公司要对项目管理工作进行必要的监督并为此设立相应的部处,建立规范化的工作程序。

此类监督着重以下几个方面:

(1) 质量管理。业主公司质保管理机构,通过对项目管理公司项目部(或业主工程部,下同)与设计委托单位、设备供应商、施工承包商的质保监察,评估其质量管理体系的有效性,通过专项质保监督,分析工程质量趋势并及时通报项目管理公司。

(2) 安全管理。参与或责成项目管理公司组建工地安全委员会,贯彻安全生产法,监督现场工业安全、消防、交通、治安、防疫工作的分级管理,在核燃料运抵现场前监督落实各项实体保卫设施的建成与管理。

(3) 进度管理。监督重大“里程碑进度”的实际完成情况,跟踪重大设备制造的加工延期与现场施工延误所引起的二、三级进度调整,分析赶工措施造成的潜在质量、支付影响。评估项目管理部的相应建议。

(4) 合同管理。业主公司的审计机构监督通过参与开标、检查评标与谈判、项目管理部的招标与合同推荐工作,通过内、外部审计推进合同执行规范化,业主财务部门设立相应的投资控制机构定期分析支付曲线,并与合同管理部门协调处理合同的索赔与反索赔事项。

为了确保项目建设过程的全面受控与项目投产之后能达到预期的成效,业主公司在建造过程中必须实行全方位的跟踪监督,必须建立公司的计算机网络平台,并要求同项目管理部共同联网以便在第一时间获得项目设计、制造、施工、调试进展的各类信息与相应图纸文件资料,公司的文档资料机构也能适时接收工程的归档文件与竣工图纸。

业主公司与工程管理(或监理)公司签订的项目管理服

务合同中,应当明确在项目建造方面各自管理的分工,以避免工程项目多头管理。同时还必须明确工程与生产上下游环节之间的相互支持,特别是生产准备、运行维修程序编制所需上游文件的按时提交,以及首次装料所必备最低限度系统的及时可用,都要作为合同责任列入合同或附件。

2 核电厂建造各阶段的划分与定义

2.1 核电厂建造各阶段的划分

核电厂建造周期较长,且前期工程的工作量(四通一平)各厂址差异较大,通常将核岛反应堆厂房基础(又称“筏基”)第一罐混凝土浇注作为建造开工起算点,将机组完成性能试验与示范运行(168h或供货合同规定的时段)后投入商业(试)运行作为终点来计算工程建造总工期。而期间的核岛反应堆厂房安全壳钢制穹顶吊装就位和核岛反应堆主回路(压水堆核电站)冷态水压试验两个关键(里程碑)日期作为核岛土建与安装、安装与调试的分界点,分别划定土建施工、设备安装与调试启动三个阶段。实际上,核电厂建造的前期工程、土建施工、系统设备安装与调试启动,相互都具有一定的搭接、交叉,见图3.1-4。

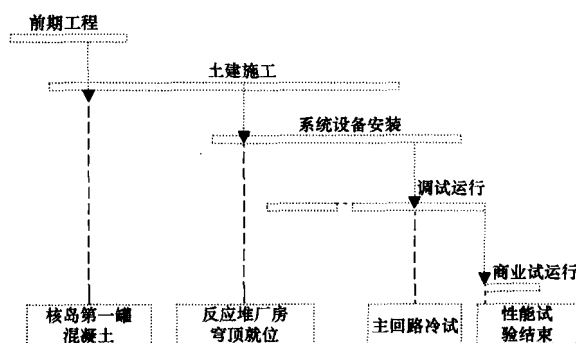


图 3.1-4 建造阶段划分

土建施工包括核岛、常规岛、生产辅助设施厂房(BOP)以及海工(水工)建、构筑物等的施工,系统设备安装同调试启动,同样也是全厂性的。但由于核电站建造中核岛厂房土建、核岛主回路与核辅助系统安装工期相对较长,而核岛主设备如反应堆压力容器、蒸汽发生器的原材料供货、设备部件加工制造周期较长,该部分的建造活动往往成为制约总进度的关键路径。另一方面,现场大规模连续性的施工安装、调试活动也主要集中分布于上述划定三个阶段的关键里程碑日期之间。

采取统一的阶段划分,可使同类型机组建造工期的比较与分析更加明了。如广东岭澳核电站1号机组的建造,参照大亚湾核电站建设的进度安排,分析、研究实际执行的经验与教训,将土建施工工期减少2个月(由25.5个月减少到23.5个月),安装工期增加1.5个月(由原22.5个月增至24个月),调试工期增加0.5个月(由14个月增至14.5个月),调整了主回路冷试开始起点,并按此与核岛土建施工和核岛安装承包商商定作为合同进度来制订以下各级进度,工程实践证明可操作性强,按此制订的各项工作执行情况与计划十分吻合,既有利于项目管理的跟踪监督,又有助于合同支付与投资控制。由于调试阶段的周密安排,岭澳核电站1号机组从核岛第一罐混凝土浇注到正式投入商业(试)运行实际用了60.5个月,比计划提前1.5个月。秦山核电站二期1号机组考虑到自主设计与部件采购的特点以及50余项核级设备国内生产制造可能引起的供货延迟,建造工期确

定为72(29+28+15)个月,由于安排合理,施工、安装、进度完全受控,最终由于调试的提前完成,实际70.5个月机组正式投入商业(试)运行。随着我国核电发展的标准化、系列化、规模化、国产化,压水堆核电厂建造工期将会根据厂址特点、项目管理模式、设备采购方式、设计变化范围等综合分析比较,达到进一步优化。

2.2 各阶段工作全面开展前的准备工作

2.2.1 土建施工准备

核电厂建造的正式开工,也就是上述的核岛反应堆厂房筏基第一罐混凝土浇注的先决条件是工程初步设计与概算经审查获得批准,初步安全分析报告和环境影响评价报告(设计阶段)得到国家核安全局、国家环境保护总局的批准,业主施工组织大纲与开工报告得到政府主管部门的核准。作为筹资建造核电厂的业主公司,除了申报取得建造许可证及开工令的批准外,为确保前期工程的进展必须能满足土建连续施工的供电、供水、道路运输要求,完成核岛厂房基坑开挖(结构负挖)与必要的基岩验证。另一方面,土建施工图纸须提前出图达到足够的数量,并分批提交给施工承包商,以便其进行相应材料的采购、模板预制与施工组织安排。世界各国对工程开工前核岛土建施工图纸的提交都有一定的比例要求,通常要求占全部图纸总量的50%~70%。URD与EUR对第三代核电要求达到90%施工图。对于包括常规岛与其他辅助厂房的开工,业主或项目管理公司必须先修筑必要的截洪、排洪设施,对于滨海核电站不仅要建成防波堤、护岸,还要构筑相应的防水帷幕,防止海水渗入,以确保各类厂房的有序浇注。

对于核岛土建施工单位,通常在正式开工前需要将近一年的时间进行施工准备,其中首先是建立项目指挥机构,编制施工组织设计与相应的质量保证大纲、程序以及施工总进度等纲领性文件,进行人力、机具动员,部署各级组织与网络平台,修建现场生产车间与办公设施,但更为关键的是需落实可靠的水泥、砂石料供应源,建造混凝土搅拌站,经多种级配试验,确保保质保量地生产出符合设计技术规范的混凝土。如要利用现场石料生产骨料与人工砂(海边含氯离子的海砂不适用于核电混凝土工程),还需及早建成骨料生产线并形成生产能力。对于采用预应力混凝土安全壳的核岛厂房,在基础第一罐混凝土浇注时,首先施工的是安全壳的地下环廊,其底标高约为-12.5m,围绕安全壳基岩一圈,其施工期通常4个月左右,另外就是核岛反应堆厂房、燃料厂房、核辅助厂房等的基础以下热层与替代混凝土,从严格意义上说,核岛土建施工在主体工程正式开工前4个月就是浇注了真正的主体工程第一罐混凝土。

2.2.2 核岛安装准备

业主或项目管理公司需会同核岛土建施工承包商为核岛安装及准备工作提供必要条件,其中最主要的是核岛安装文件图纸以及满足开始安装的设备部件与材料,特别是土建施工后无法整体运入厂房的较大设备,如安注罐、硼注罐等,这些设备有的早在安全壳穹顶吊装就位前一年便吊入相应厂房,反应堆厂房重型环吊和燃料厂房桥吊也需在穹顶就位或厂房封顶前吊入,安全壳20m标高设备运输通道侧的龙门架必须提前组装固定,以便及时配置重型起吊设备完成相应试验,具备这些条件核岛安装才能全面开展。

作为核岛安装承包单位,除了编制施工组织设计与相应的各类大纲、程序等纲领性文件,进行人力、机具动员,建造现场加工车间办公设施等例行安装准备工作外,要特别注

意人员的培训与相应资质的获取,各类焊材采购、焊缝的焊接工艺评定,由于核反应堆主回路与核辅助系统管道焊接工作量远远超过同容量火电厂,该项工作开始得早、持续时间又长,对于持证焊工的培训取证必须及早进行而且宜延续相当时段。另外,还需采取得力措施加强对压力容器开闭、环吊、装卸料机等特殊设施的操作培训。在实体安排准备方面,首先是反应堆厂房环吊主梁的地面组合,并吊入就位,对于辅助管道支架、通风管道的预制也应尽可能及早形成批量生产能力,核岛各厂房的辅助管道、电缆托盘、通风管道在反应堆厂房穹顶就位前数月已从底下部分开始安装。

上述环吊的组装(或可用)可看作核岛安装全面发展的起始点,但核电厂建设真正安装阶段的起点往往是电站辅助设施的一些系统的安装,其中最重要的是除盐水系统,因为核岛、常规岛系统设备管道安装后的清洗与水压试验需要大量的清水或除盐水,因此化学水处理车间的设备、系统安装通常最早开始。核电站常规岛部分的安装与核岛安装基本上同时开始,其安装准备工作相对显得简单一些。

2.2.3 调试启动准备

核岛主回路冷态水压试验意味核电站整体联合调试和整套启动的开始。在此之前的约一年时间内,随着各个系统、设备安装工作的完工,大部分核岛、常规岛与电站辅助设施的单系统调试与相关系统的设备单项试验均将有条不紊地进行。真正最早进行的调试活动是安装开始不久的单项试验,如重要起重设备(核岛环吊、装卸料机、燃料厂房桥吊,汽机房桥吊等)的调试,生水过滤装量试验,辅助锅炉、化学水处理系统以及辅助变压器与配电盘试验等。因此调试准备工作要有一点提前量,包括组建调试队伍,编制调试大纲,调试三、四级进度与相应程序,选择或编写调试教材,熟悉设备、系统、流程,跟踪设备出厂试验与安装完工状态。对于试验负责人及有关人员进行课程、操作培训与分级授权,购置必要的试验设备并及时进行标定。调试除要接纳设备生产制造厂家的试验人员(其中包括国外厂商人员)外,对各级主管、试验骨干有一定的外语要求,宜及早组织培训。因此要求对于核岛主回路冷态水压试验开始前的单系统试验应周密安排,在可能的条件下优先进行设备冷却水、重要厂用水系统、消防系统、通风制冷系统及其供电系统的调试,并尽量将其投入临时运行,以利于其他单系统试验的顺利开展。由于核岛各厂房相对分隔、室内设备布置紧凑,各类试验产生的热量、水分需要及时排除,“干净”与“脏”还要隔离等,通风制冷系统的投运将提供良好的测试环境。另外,在冷态水压试验前必须进行一回路清洗,并拆除临时滤网或更换为永久滤网,所有临时垫片更换成永久垫片,关闭所有人孔门。

对于常规岛主汽轮机首次采用原型机或首机的核电站,为了避免联合调试阶段由于汽轮机设计、安装原因引发的停机、修复而造成对总工期的延误,有些核电站加装了试验锅炉并在一回路冷态水压试验前对汽轮发电机组进行了冲转、超速试验,并网试验甚至发电机负序电流试验,此称为运行前试验。也有的核电站采取用联调阶段一回路热力功能试验时,利用主泵产生的蒸汽进行上述冲转等试验。

2.3 各阶段的后续工作与制约因素

在核岛安全壳筏基第一罐混凝土浇注时,前期工程通常尚未能完全结束,如作为施工主要电源的220kV降压变压器及配电装置未能正式供电,场平土石方开挖不能按期结束,正式施工用淡水未达可用状态,施工区域主要道路还在

不断延伸等,其中有些交叉是进度安排时事先确定的,同时也有相应措施确保正式开工后的连续施工。但有些前期工程项目的推迟完工需要采取特殊措施来消除对下游施工的影响,如厂区土石方开挖拖期,为确保主体工程混凝土浇注后的凝固质量,对现场的土石方爆破就要进行严格的控制,如爆破时间的限制,爆破引起地面水平与垂直加速度的控制等。同样,在施工、安装后期的一些工作,也会对安装、调试造成某些不利情况,需要认真关注与处理。

2.3.1 土建施工的后续工作

核岛土建施工在安全壳穹顶吊装就位时,虽然反应堆厂房内部的钢筋混凝土结构已基本完工,堆坑钢结构、换料水池不锈钢衬里工作才刚刚开始,穹顶也需与安全壳衬里进行焊接,穹顶上部钢筋混凝土浇注,预应力钢束穿入、张拉等工作通常尚需五、六个月才能结束,核岛其他主要厂房(核辅助厂房、燃料厂房、电气厂房、应急柴油机房等)也需大约半年才能相继完工,因此穹顶就位后核岛土建施工仍有较大的后续工作量。这些工作还包括厂房二次钢结构安装,房间内外墙与地面的油漆,然后才能移交安装,在安装或现场修改后还需进行油漆修补,管道、电缆穿孔的防火材料封堵,这些修缮性工作要持续到安装结束。

核岛土建施工的另一项后续工作是核清洁,即清除积存在核岛厂房墙面、设备表面、楼梯平台、电缆桥架、管道与支架的各类积尘、保温残渣、泥垢,以尽可能减少今后中、低放射性废物的处理量。由于核清洁是穿插于安装、调试工作的一些空隙时间进行,要将该项工作进行得全面、彻底,需要十分精心的安排。

土建施工的二次钢结构安装、厂房装修、核清洁与安装收尾、调试活动存在相互的制约关系,有时还是多次重复的工作。对一些关键的部位、房间、区域的移交还分为临时移交与正式移交,在安装或调试结束后经最后整修才能连同土建施工文件、图纸正式移交给业主(或工程管理)公司。

2.3.2 核岛安装的后续工作

主回路冷态水压试验开始时核岛安装工作已基本完成,此阶段安装的后续工作是对调试的配合、支持、服务工作,实践证明,无论是单项设备或系统调试,还是核岛一常规岛整体联调,都会发现一些系统设备附件方面需要改进之处,需要安装工作的及时配合。有些工程调试中发生的诸如大型电动机更换、重要水泵叶轮更换、异常管道振动引起的重大修改,有时导致较大的安装工作量。对于正常的调试配合,主要是冷试、热试、装料前后反应堆压力容器的多次启闭,蒸汽发生器二次侧管板冲洗,下封头入孔门关、开,堆内构件的变形检查,各类阻尼器、缓冲器在管道设备冷态时的检查等,此类工作需要专门的技术,相关人员要有相应资质,必要时需得到制造厂或专业单位的技术支持。

还需要关注的是核岛安装的竣工文件,除了安装完工报告外,核岛安装施工图纸要根据现场变更设计修改输入修改成最终竣工图纸,这些竣工图纸应包括核岛安装单位编制的小口径管道、电缆(托盘)布置等图纸。竣工文件最终要提交给业主公司。此外,核岛安装用的专用设备、专用工具、备品备件,其中相当部分也是机组投产检修需要的专用工具与备品备件,调试结束后应连同图纸移交业主公司。

2.3.3 调试启动的后续工作

在机组调试期间,调试队便开始汇总各试验负责人提交的单系统试验报告,冷、热试,装料前、后各阶段的试验报告,研究、采纳关于系统状态设置,整定值与报警值方面的修改意见,向设计或设备供应方提出相应建议。在性能试验

结束后,对各项试验数据进行汇总与分析,比照设备供应合同相应的性能保证条款进行评价,并对初步验收证书(PAC)提出具体的遗留项意见。此外还要配合业主,提出阶段调试报告,呈报核安全局审核,确认调试结果与设计要求的符合性。经批准后才允许进行下一阶段的调试工作。

此外,核岛土建施工、安装、调试最后一项后续工作是配合提供业主公司申请单项验收和国家正式竣工验收的各类材料与统计数据。此项工作通常在全部机组建成并投产一段时间后进行。

2.4 合理安排各阶段的交叉作业,缩短建造周期

轻水堆核电站建造中土建、安装交叉多,其中一个重要因素是核岛主设备特别是反应堆压力容器、蒸汽发生器从原材料采购到锻制、加工工期较长,因此到货较晚,而核岛厂房由于对基础基岩的要求需要大量开挖、土建施工混凝土浇注量大,为了缩短建造周期,在进度安排中不得不安排一定程度的土建、安装施工交叉。以核岛反应堆厂房为例,在穹顶吊装之前拆除堆坑处的塔吊,将重型环吊吊入就位,之后在顶部进行穹顶的焊接与混凝土浇注,上部进行环吊组装、调整、试验,下部同时进行换料水池的不锈钢覆面拼焊,零米及以下进行核辅助系统设备管道安装,厂房周围环廊则进行通风管道与支架焊接组装,土建施工与安装同时进行。在环吊可用后,主回路的重型设备与不少辅助设备和土建钢结构材料通过安全壳侧面开孔的设备运输通道相继吊入,转运、吊运十分繁忙。对于交叉施工,需要各方面协调,由项目管理部(或业主工程部)牵头,在确保设备、人员安全的前提下周密部署,如设备部件的临时存放、施工区域的分配与移交、起吊设备的合理使用以及二次钢结构平台的拆除和复位。

核岛其他厂房分层多、间隔小,而核辅助系统由于较多考虑冗余与实体分隔,因而系统较为复杂,安装工作量大,其中特别是核辅助厂房,联结厂房,燃料厂房,地下三层,上部五、六层,零米与地下设备、风道、配电盘、管道、电缆托盘布置相当密集,机械、电气、通风、管道安装与土建设修油漆、二次钢结构施工往往形成多次交叉。当前国内外都在着力研究此类交叉作业的优化,其中较为一致的做法是尽早获得设计图纸,加大车间预制,从而减少现场厂房内的焊接工作,分阶段、分部位对厂房进行油漆装修,减少修补工作量,钢结构平台一次装成移交安装,减少因拆装引起的多次交接等。有些制造商还建议在各楼层土建施工时,分批将最大程度组合的管段、风道吊入相应厂房。显然,在推进核电站系列化、标准化建设,并在初设阶段,由业主组织设计、土建、安装三结合,将土建、安装、施工组织设计的要求反映在初设,并最终落实到施工图上才可能创造条件,促进建造各阶段的交叉优化,达到最大程度地缩短工期的目的。

3 工程三大控制要点

搞好核电工程项目管理,关键是要牢牢把握好工程项目三大控制的辩证关系,实现最优化。工程项目三大控制,即质量控制、进度控制、投资控制的辩证关系是:

(1) 质量是根本。“安全第一、质量第一”始终是核电厂建设和运行的宗旨。任何质量问题或事故的处理,势必影响进度和投资。任何潜在的质量问题,必将是核电厂调试和今后安全生产运行的隐患和风险。

(2) 进度是关键。核电工程复杂,建设周期长,参加单

位多,工作安排、协调以及检查、监督贯穿工程项目管理的主线,是整个工程项目管理中投入最多、困难最大的部分。不仅要保证各项工作按计划有序实施,还要管好接口,避免影响他人进度。关键路径延误,可能造成投资急剧增加。

(3) 投资是生命线。资金是维持工程项目运作的基本条件,是确保合同执行的生命线。另一方面,必须严格控制项目投资,工程预算的超支或节省将直接影响未来的发电成本和企业经营的盈亏。

核电工程项目三大控制的效果和中国核电事业前途紧密相连。中国积极发展核电,一方面要确保核安全,确实作好环境保护,减少废物和排放;另一方面电价要有竞争性,要比其他能源更经济,这就必须在确保核安全和质量的前提下,优化技术方案和合同模式,缩短建设工期,千方百计地降低工程造价。

项目三大控制的实现,需要不断改进项目管理方法,又要依靠科学技术的发展和提高,要采用先进技术和装备,也要重视工程建设一线的工作,特别是工程质量和进度的确保,很大程度上取决于设计工程师、工人的素质和他们工作的绩效。

3.1 工程质量控制

(1) 质量控制目标:确保项目建设符合国家核安全法律法规、设计采用的规范标准和具体要求,保证项目投产后能长期安全、可靠、清洁和低成本地运营,创造优良的经济效益。

(2) 核电质量控制十分严格,有关的职能和活动是多层次的,分为质保(QA)和质检(QC)两种。质保是“为使公众确信某一物项或服务的质量满足规定要求而必须进行的有计划有系统的一切活动”。核电的质保活动是使公众确信核电厂是安全的,事故和风险防范是合理可行的,同时在合理的费用条件下使机组可用率达到最高。因此,核电厂工程建设中,质量保证的范围一般限于对核安全可能产生直接和间接影响的,以及对核电机组可用率有重要影响的物项、服务和工艺。质检是根据技术标准来检查产品是否合格的活动。因此质保活动是对有关质量管理制度和体系运作状况的监督;而质检活动是对产品质量的检验和验收。核电质量监督体制如图3.1-5所示。

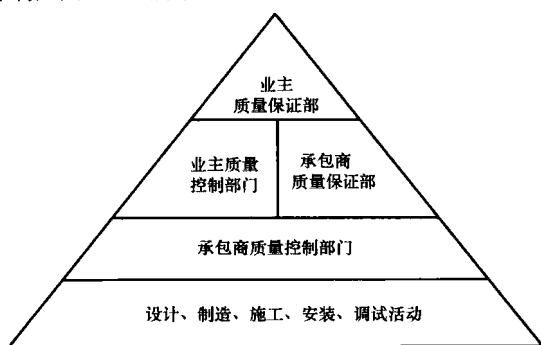


图 3.1-5 质量监督体制

(3) 建立质量管理体系首先是制订业主的质量保证大纲。根据工程建设的不同阶段,业主制订和颁发符合国家核安全法规要求的质量保证大纲,并要求各承包商也制订适用于本项目的质量保证大纲,报业主审查批准。业主的质量保证大纲是业主对质量管理的承诺。为了保证质保体系运作的有效性,应建立质保监督机构和质检监督机制,要求承包商设立一级QA,两级QC的质量管理体制,逐步推行和实施

以工作绩效为中心的质量保证理念。在做法上,对公司内部,寓监督于服务之中。对承包商,监督为主,辅之以帮。

(4) 建立质量控制系统,保证设备制造和现场施工各工序、各部件、各系统都符合技术质量标准要求。设备制造和现场施工,要有质量计划(QP),经业主审查批准后执行。在制造和施工中设立停工待检点(H点)或见证点(W点)进行检查验证。对重要设备制造,要有专项监察计划(SSP)。发现不符合项必须分类作出记录和评估,严格按程序规定和管理权限处理。设备制造要有制造完工报告(EOMR);土建施工要有区域或厂房完工报告(ECSR);安装要有系统完工报告(EESR),报业主检查验收。

(5) 每份设计文件,分初版(PRE)、正式版(CFC)、施工版(WR)三个阶段。重要设计文件的初版阶段,业主要进行审查,提出评审意见,确保设计所使用的规范和标准、技术数据、性能要求和接口文件等设计输入,正确地体现在设计文件中。被评审为不合格的文件需返工,按程序进行再处理(RFC)。每份设计文件要有设计、校对、审核、批准责任人签字以及有关设计接口工种汇签。设计变更要出设计变更单(DEN或FCR),按程序规定审查批准,严格控制对设计要求和质量标准的修改和偏离。要出版竣工文件,保证图纸与实际相一致,作为今后运行、维修的依据。要求各项技术和管理工作的,都保留完整的文件和记录,并建立相应的文档和计算机管理数据库,做到有据可查。

(6) 项目公司要成立质量委员会,每季度召开一次会议,由项目总经理主持,听取有关部门报告设计、制造、施工、调试质量状况、问题和质量趋势分析,进行讨论评估,提出改进措施和行动计划。

(7) 工程后期,业主要建立全员参与的质量控制机制,从系统安装完工和厂房竣工向业主移交,到调试完成向生产移交的各个环节进行检查验收,各有关部门要严格把关,发现存在的问题,提出各类保留项,并建立保留项清理跟踪系统,保证移交的厂房和系统完全满足技术质量要求。特别是调试过程,是全面检查工程设计、设备制造、施工安装质量的关键阶段,必须严把质量关。

(8) 质量文化。“质量第一”的意识必须深入人心。在质量问题上坚持“诚实、透明、可信”原则和“零宽容”政策。“零宽容”是指对于发生或发现质量事故隐瞒不报的,决不宽容;对于质量达不到设计标准而未按不符合项要求彻底处理的,决不宽容;发生事故却没有找出根本原因并采取有效预防措施的,决不宽容。通过多层次培训,以及执行和实践中的不断“再教育”,在工程队伍中(包括业主和承包商)培育起企业的质量文化,这是实现工程质量控制的最重要的保证。

3.2 工程进度控制

3.2.1 进度控制体系

搞好进度控制,必须建立一套完善的管理体系和运作制度。核电进度控制体系包括编制科学严密的各级进度计划和目标;制订正常运作的管理制度和会议制度;组织得力的各级协调、指挥和决策班子;建立健全有效的跟踪监督机制;及时提供全面准确的工程统计信息,组成计划周密、反应迅速的进度控制系统。制订《进度控制大纲》,明确进度控制的分工、各级授权和跟踪监督机制,对内要建立三级责任制,并设立年度里程碑和每月进度控制点;对承包商严格进行合同里程碑考核。

3.2.2 进度控制文件体系

进度控制文件体系由工程进度计划管理大纲、工程进度计划管理程序、工程进度计划、工程设计接口手册(ICM)、工程设计文件目录(IED)、设备材料交货进度、土建—安装—调试—运行接口管理、工程进展报告和统计报告八部分组成。

3.2.3 进度控制目标

核电工程采用六级网络进度计划、合同里程碑和“点”系统三种方法设定目标,控制进度。网络进度计划是制订其

他计划目标的基础。

(1) 网络进度计划主要分为六级:工程一级进度为工程总进度;工程二级进度是工程各承包商之间的工作接口与协调进度,是工程进度控制的核心;施工三级进度是施工合同进度;施工四级进度为6个月滚动计划;五级进度为月施工进度计划;六级进度为双周计划。此外还有相应的设计、采购、制造、调试进度计划,施工动员计划和专项进度计划。各级进度关系见图3.1-6。

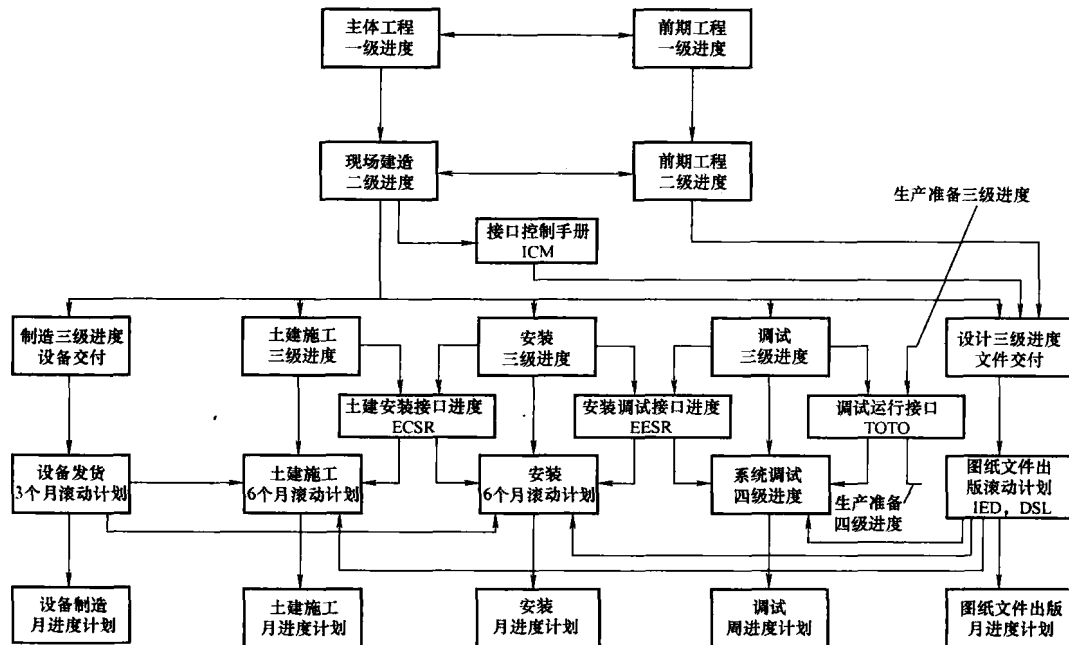


图 3.1-6 核电工程进度计划关系

(2) 核电工程进度计划采用网络计划软件编制。常用的计划软件有 P3e, Project, Open Plan, Artemis 等。重要的是要制订科学、完善的活动编码规则。编码方法有分段属性码、描述码或数字码,按 WBS 分解方式,以唯一性、可读性和简洁实用为原则。

(3) 编制的各级进度计划要协调一致。各部门编制的进度计划文件由主管领导审核、批准,并负责检查督促和接口协调。进度计划文件应规定执行的部门或单位,并授予这些部门或单位必要的资源调度权。按时完成工作计划是每位员工的责任。要根据情况,制订必要的奖罚。

(4) 合同里程碑。选择工程进度中的一些重要事件作为里程碑目标,用于考核承包商和业主的工作进展,并作为合同支付、奖罚的重要依据之一。

(5) 点系统。核电工程进度采用六级管理已经十分详细具体,但用网络计划有时不适应核电工程现场施工情况复杂多样的变化,执行计划的严肃性受到挑战。因此,在核电进度计划文件中,增加了“点进度计划曲线”。它是以点数据库为基础,按工程项目分类,编制每月安装计划完成点数的直方图和全工期进度 S 形曲线,从定量方面描绘工程进展,它是网络计划的补充和完善。“点”系统的理念是摆脱施工活动千差万别的物理特性,采用共性的劳动要素——消耗工时,作为计算安装工程量的唯一单位。这种方法便于使用电脑计算和分析,并使不同工种的各种施工活动具有量化的可比性,有利于作好施工组织设计,严格劳动管理,编制合理计划,缩短工期,优化人力资源利用,降低成本,提高劳动生产率。定额的基本单位 1 个“点”,相当于 1 个熟练工人 1h 完成的工作量。因此“点”单位,是时间定额。但现代

化施工的“点”值并不是纯手工劳动工时定额,它是集人力投入、机械台班、材料消耗、技术要求等为一体的综合经济指标。

3.2.4 进度计划的编制和修改方法

(1) 编制进度计划有三要素:活动、持续时间、逻辑关系。编制进度计划的基本任务是确定工程建设活动的分解和定义;确定活动之间的逻辑关系;确定活动持续的时间,满足要求的工期。进度计划的编制常采用模板法和倒推法。模板法选择类似的核电项目工程进度计划,分析本工程的特点,有利和不利因素,进行适当的修改。倒推法用于某些新项目,考虑与电厂的设计和供货接口,施工和调试逻辑顺序要求,按工序倒排,确定设计、采购、制造、土建、主系统和配套系统的安装和调试进度计划,适当留有余地。

(2) 活动的分解和定义:不同等级的进度计划,活动的分解粗细不同。例如,辅助管道安装活动,工程二级进度中,核岛按安装区域分解,而常规岛按系统分解;三级进度又将区域的管道安装细分为预制、支架、管道等分项;四级进度又将支架分解为一次支架和二次支架安装,管道又分解为大于 2 英寸和小于等于 2 英寸管道的安装,以及管道符合性检查和水压试验等。应制订核电建设各方面工作分解结构(WBS)和编码手册,包括工程设计、采购、制造、土建、安装、调试,以及系统、厂房和主要设备等方面活动的各层次分解。

(3) 持续时间的确定:常采用类似项目工程活动的数据库、专业人员的经验和行业定额三种方法。例如,核岛管道安装,每个区域安装活动的持续时间是按该区域现场安装工

程量、定额和班组人数计算的,也用点数据库进行计算。例如反应堆厂房R20区,主要系统设备是RRA反应堆余热排出系统,及其相关RRI设备冷却水系统,管道安装总工作量232307点。按每周5个工作日,每月每人工作172h,中国工人点效率2工时/点,R20区由1个班组20名生产工人施工,则现场施工需要时间为:

$$23\,307 \times 0.8 \div (172 \times 20 \div 2) \text{月} = 10.8 \text{月}。$$

但R20区安装持续时间计划安排是RRI1为12个月,RRA1为15个月,这进度计划留有一定裕量。计算中用系数0.8,是因为管道安装实体工作到80%已经结束,其余15%为符合性检查和水压试验,另5%为完工文件的编制出版。

(4) 逻辑关系的安排:核电建设有比较严密、规范的工作逻辑关系,包括工程立项、设计采购、执照申领、合同招标、土建安装、调试运行等过程,一些工作逻辑关系已经规定在法规和工作程序中,例如国家核安全局的《核电厂建造许可证的申请和颁发》,供应商提供的设备安装和系统调试程序等,进度计划中要遵守和表达这些逻辑关系。同时,各专业在实践中也积累了大量工作经验和逻辑关系,例如工程二级进度中,安装施工逻辑顺序通常是:先安装吊车,然后依次安装主要设备、管道、通风、电缆桥架、电缆、仪表、保温设施,但有些区域以通风、电缆桥架为主,先安排它们的施工。而制订管道安装活动的逻辑关系,上游是:土建房间移交,安装图纸和设备材料的供应,主要设备就位。下游是:与其他工种接口,如保温设施、仪表,相关系统调试开始时间。通常管道安装初始阶段以区域组织安装,工序是先大管、后小管,先碳钢、后不锈钢,先里后外,从区域到厂房,施工全面展开,效率比较高。一个区域在完成现场管道安装工程量的60%之后,开始按系统组织安装。要根据系统调试开始日期,倒推编制系统完工计划。将土建、安装、调试活动分解细化,增加它们之间的交叉,可以有效缩短工期。例如将土建按区域改为按房间移交,将系统分解为多个子系统,分别移交调试,以增加土建和安装、安装和调试的交叉。

(5) 进度计划的修改:必要时,进度的调整和修改是允许的。要分析修改对上游、下游接口和合同条款的影响。调整的方法是:重新估计关键路径上活动的持续时间,选择资源少费用率低的活动,合理缩短时间;调整逻辑关系,串联改并联;调整非关键路径活动的时差;增、减活动项目;调整资源分配或投入。缩短工期要选择资源少、费用率低的活动,是为了减少赶工费用。

3.2.5 核电进度控制的基本理念

(1) 一个中心:以工程二级进度为中心,落实里程碑责任制。

(2) 两个基本点:编制进度计划讲究科学性,执行进度计划强调严肃性。编制计划要科学、合理、可行,尽量留有余地。要维护进度计划的严肃性,认真贯彻执行,防止修改计划赶不上变化。合理的计划,是企业行为。进度计划的执行和控制比编制计划更重要。精明能干的项目经理是通过严肃认真地推动进度计划执行,来不断发现工程存在的问题和分析研究解决问题,协调各方面工作,从而推动工程向前的。对重大疑难问题,为了提高工作效率,必要时,可进行工作评估、设立专项协调委员会来处理 and 解决问题。

(3) 三大控制:动态控制,事前控制,分级控制。

动态控制:必须建立反应迅速、密切跟踪的管理机构和信息系统,及时检查督促,及时发现存在的问题,经研究分

析,确定关键路径,采取措施,必要时制订专项赶工计划,保证总进度和关键里程碑按期实现。

事前控制:工作要早计划,细安排。做一件事,找当前关键点,同时预想后续几步中可能出现的新问题。对进度计划提前检查,提前采取必要措施,防范后续问题的发生。有预见性地、主动地进行事前控制,往往代价最小,更加有效。

分级控制:进度计划管理实行里程碑责任制,分级控制,将责任分解下达到各级岗位。各级管理机构必须按照进度控制大纲所规定的职责分工和管理方法,履行岗位职责,并密切配合。

(4) 四项资源管理:包括人力资源、场地移交、设备供货、设计文件交付。提供必要的资源和施工先决条件是按期完成进度计划的根本保证。要认真分析完成计划的困难,预先采取措施,提前动员必要的人力和物力资源,确保各项计划按期完成。

3.2.6 工程统计和报告

工程统计是以数据、图表的形式,直观、清晰、及时、准确地反映工程各阶段的进展状况。统计数据既有月度量,也有累计量,不仅能反映现阶段工程进展情况和进度偏差,而且能反映整个工程进展状态,是工程进度控制和监督的主要依据,是核电工程量的查询和参考文件,也为后续核电工程积累宝贵的数据资料,为制订计划、投资预算等提供重要的参考数据。

应建立规范、健全的工程统计机制,包括:制订统计管理制度和程序;统计人员岗位责任制及其考核标准;统计报表规范化、标准化;采用计算机网络,建立统计台账,及时、准确地搜集、整理、分析和保存工程数据,可靠地给各级员工提供查询和分类信息。工程统计的内容很多,应以各承包商的主要工程量、形象进度和人力动员为主。常用工程统计格式有数据表、S形曲线、直方图、圆饼图等。

3.3 工程投资控制

工程项目投资主要用于形成固定资产,其余用于支付为保证工程建设顺利完成并充分发挥效益的各种费用。形成固定资产投资比重增大,则体现工程技术的进步和管理水平的提高。

3.3.1 工程预算的编制

科学合理编制工程预算是工程投资控制的首要任务。项目公司在各建设阶段要编制不同深度的工程预算,包括项目可行性研究投资估算,允许误差-10%~+15%;工程初步设计概算,允许误差±10%;施工图设计预算,允许误差±5%;竣工验收决算,允许误差±1%。

核电工程总投资包括工程费用、工程其他费用、预备费、建设贷款利息、铺底流动资金。此外首炉核燃料费的2/3计入工程投资。工程费用包括前期工程费、建筑工程费、设备购置费、安装工程费、运行维修器具及家具购置费。工程其他费用包括征地费用、建设单位管理费、研究试验费、可行性研究费、勘察设计费、技术服务费、技术措施费、预算编制费、工程质保费、工程质量监督费、工程保险费、执照申领文件编制和评审费、役前检查费、联合试运转费、生产准备费、办公及生活家具购置费、施工机构迁移费、特殊施工机械购置费、场地绿化费、其他方面费用。预备费包括选项和变更费用、价差预备费、不可预见费、风险预备金。

投资估算确定了项目投入资金基本参数和各项费用估算

值,是可行性研究中财务分析和评价的基础,是评审初步设计概算、签订设计供货主要合同、筹措资金和向银行申请贷款的依据。核电工程投资估算取决于项目建设规模、标准、厂址、技术方案、技术路线、建设工期、资金来源。核电国产化比例和国家产业政策对投资估算有重要影响。投资估算常采用参考电厂类比方法,选择适当综合系数。常用的综合系数有容量因子,采用容量因子计算基础价比投资的公式为

$$U=U_0(P/P_0)F-1 \quad (3.1-1)$$

式中: P_0 和 U_0 为已知电厂发电毛功率和基础价比投资; P 和 U 为新项目的发电毛功率和基础价比投资; F 为容量因子,核岛 $F=0.53$, 常规岛 $F=0.83$, 全厂 $F=0.64$ 。

财务评价是建设项目投资决策的重要内容。财务评价主要从项目投资的盈利能力,偿债能力和敏感性进行分析。根据投资估算、电厂运行主要技术指标,计算平均上网电价、投资内部收益率、财务净现值、投资利润率和利税率。核电财务敏感性分析主要是测算运行负荷因子、贷款利息、外币汇率、工期等方面的变化对上网电价的影响。

初步设计概算详细编制了从项目筹建到电厂竣工验收的全部费用和资金流,是工程投资控制的主要依据。由符合资格的设计单位编制,要严格执行国家政府主管部门和银行颁布的有关法令和规定。初步设计概算书包括编制说明和概算表。编制说明包括:工程概况,编制依据,概算编制方法和取费标准,投资分析,其他说明问题。概算表编制深度达到三级概算科目:总概算表,单项工程综合概算表,单位工程概算表。总概算应按基础价、固定价、建成价分别列出。基础价,即基准时间的价格水平;固定价=基础价+价差预备费+进口关税,价差预备费根据支付进度和建设期年平均物价浮动率计算;建成价=固定价+财务费用。

初步设计概算的编制方法是从单位工程概算编制开始,经过三级汇总而成。单位工程概算的设备费常采用合同价或市场价,建筑安装工程费采用费用定额或概算指标法计算。设计概算的建筑安装工程费是根据工程量,套用建筑安装工程费用定额,计算出直接费,即材料费、人工费、施工机械台班费之和,再根据有关取费标准计算其他直接费、间接费、计划利润和税金。概算指标法是采用建筑面积、建筑体积、设备重量、设备价值等指标进行计算,当初步设计深度不够,缺少详细工程量时,常采用概算指标法。

施工图预算用于编制招标“标底”和审核施工费用。编制施工图预算是根据施工图确定工程量,再套用建筑安装工程费用定额。由于计算工作量大,现在常采用计算机专用辅助软件编制预算。

合同标底测算合同招标的预期价格,是评标依据。编制标底的依据是施工图预算和批准的概算,还需考虑工程量的特殊要求、材料价差、地理条件、工期风险等因素。

竣工决算是竣工验收报告的重要组成部分,总结了从项目筹建到竣工的财务状况,核定新增固定资产,考核工程项目投资效果,也是移交生产运行财产的基本文件。竣工决算由竣工决算报表和竣工财务情况说明书组成。竣工决算表包括工程概况表,财务决算表,投资效益表,财产总表,财产明细表。财务决算表把基建投资占用情况,按照交付使用财产价值(固定资产和流动资金)、应核销投资支出、转出投资、应核销其他支出、结余资金等分别列出。

3.3.2 投资控制的机制

项目公司必须建立预算编制、执行和监督控制程序,按分级授权、分工负责、归口管理的原则,将总预算分解到各项预算控制中心,不可预见费和价差预备费由总经理控制。

各中心负责人对其控制的预算结果负责,确保各项费用在发生前都经过各职能部门严格审核、批准,使立项、承诺、支付和变更控制在批准的预算范围内,并定期提交预算执行情况统计分析报告。单项开支超出预算,预算控制中心须找出原因并上报。财务部门每半年对预算执行情况进行总评审,发挥审计对各项经济活动的监督作用。要根据工程二级、三级进度计划和工程各合同价,编制项目各主要合同支付进度曲线,作为支付跟踪的依据。当实际支付偏离支付曲线时,及时进行分析,查明原因,采取必要的措施。

签订合同应尽量采用总包价,以减少各种风险。设计和供应合同谈判中,需合理安排里程碑和支付曲线,防止支付进度超前。标准产品供货和技术支持人员派遣可签单价合同,并建立对其供应或派遣的质量及数量的监控和审核程序,严格控制技术服务人月数。

施工合同按完成工程量+里程碑支付。合同中必须完整、准确地规定各类工程量和合理单价,明确编码。根据设计图纸文件,详细统计工程量,并核查现场实际进展。

按“点”支付是工程量支付的创新。安装合同中明确规定实物工程量转化为点系统的计算公式和原则。明确各种安装机电包“点”的总数和分项,确定相应机电包的封顶价。用点支付方法计算各安装机电包月进度款的公式为

$$P_a(n)=A\left[\frac{G_a(n)}{G_{ao}(n)}-\frac{G_a(n-1)}{G_{ao}(n-1)}\right] \quad (3.1-2)$$

式中: $P_a(n)$ 为安装机电 a 包支付第 n 月的进度款; A 为机电 a 包合同总价的 76.5%,其余为预付款、里程碑奖和尾款; $G_a(n)$ 为在合同支付第 n 月时,机电 a 包累计完成点数; $G_{ao}(n)$ 和 $G_{ao}(n-1)$ 为在合同支付第 n 月和第 $n-1$ 月时,机电 a 包确定的总点数。

在签合同时,须选定该包初始总点数 G_{ao} 。通常在合同执行中, G_{ao} 是不变的, $G_{ao}(n)=G_{ao}(n-1)$ 。因此,每月支付量是两个月之间累计点数差值 $G_a(n)-G_a(n-1)$,如果上月 $G_a(n-1)$ 多报,在本月支付中减掉。假如 $G_{ao}(n)>G_{ao}$,则本月按 $G_{ao}(n)$ 计算,点单价贬值。但 $G_a(n)$ 不可能大于 $G_{ao}(n)$,因此机电 a 包每月支付累计不会大于 A ,这就实现支付封顶,防止了早报多报。安装承包商每月用软盘提交各机电包新增安装图纸工程量和当月完成实物工程量数据。业主用点系统计算软件进行处理,通过电算法,使工程量审核避免人为因素,提高判别的客观性和准确性,又大大提高了效率,节省了大量的合同管理人员。

3.3.3 投资控制的关键环节

项目投资控制贯穿于项目建设全过程,但要注意关键环节。

(1) 可行性研究和设计决策:影响项目投资的关键在项目筹建和设计阶段。可行性研究确定的厂址和技术方案对投资影响最大,初步设计和施工图设计的优化,工艺系统的简化或采用非能动安全系统,对降低投资效果明显。勘察和设计数据必须准确。要注意采用成熟的、经过验证的先进技术和设备,防止质量和安全过高标准。应用价值工程,作好限额设计。

(2) 坚持合同招标:严格投标商资格预审,根据技术、经济和商务评标结果综合平衡作出选择,通过市场平等竞争,签订公平契约,选择守信誉、有工程技术和管理经验的承包商,对控制工程投资至关重要。严禁合同转包。

(3) 严格控制变更,尽量避免索赔:除非涉及重大质量安全问题或有显著经济效益,否则应尽量减少设计或技术变更。采购或施工合同签订前,应尽可能完善设计和合同文

件,以减少或避免合同索赔和价格变更。

(4) 防止重大安全和质量事故:要始终坚持“安全第一、质量第一”的方针,防止意外事故造成巨大经济损失和不良政治影响。一旦出现质量问题,必须毫不犹豫采取一切措施,付出必要代价,包括加班返工,甚至延长工期,加以纠正,使核电项目达到设计的质量和标准。否则投产后的损失比基建期损失还要沉重。

(5) 避免进度失调和工期延误:要防止工程某环节进度延误造成合同接口条件失调而支付额外赶工费用。更要避免总工期延误,造成发电收入减少,增加还贷利息以及设备维护保养、承包商延期退场赔偿等额外费用。

(6) 外币汇率和贷款利率风险:注意国际金融市场汇率变化,及时做好长期外债掉期和贷款利率封顶保值,避免货币风险。

3.4 工程管理信息系统

工程管理信息系统是实现核电工程项目三大控制有效的、必不可少的工具。信息系统建设的指导思想应以成熟、先进、经济、实用为原则,集中精力、财力于管理软件和数据库的开发。应聘请有核电工程管理经验的工程公司进行信息系统的总体规划和软件开发,按轻重缓急,分期建设。先开发工程文档、设备、合同、进度、投资信息管理软件,保证项目管理能及时用上。着重抓好基础数据的输入和应用软件的推广,建立及时准确的信息数据库。硬件要采用计算机网络系统,及时与各承包商联网。

管理信息系统建设和使用成功的基本条件,在于项目公司要建立一套比较科学严密的管理程序体系,且运作正常、完善,这是规范化管理、进行信息交流的共同语言和文化背景。开发应用软件功能主要包括进度计划、设计管理、文件档案、采购管理、设备管理、施工管理、调试移交、合同管理、投资控制、财务管理、质量保证、安全管理、审计管理、组织人事、行政后勤、综合信息查询和电子邮箱,逐步实现办公电子化。

核电厂的配置管理:为加强核电厂实体和功能建设的控制,从项目筹建开始,应该建立一个全面的配置管理大纲(Configuration Management Program, CMP),包括整个电厂的厂房、系统、设备和部件及其功能资料,从电厂初步设计到退役的整个寿期内实施这一大纲。首先是实施设计集成,因为全面尽早地集成电厂设计的所有要素,有利于减少重新设计和修改,有助于确定合适的设计接口,将减少今后的工作困难,确保核安全,并可以减少电厂寿期内成本。要做到这一点,设计过程应进行统一的集成管理和运作。各承包商都应在其合同范围内按照要求,提交电厂各系统和所有结构设计的基础文件。必须进行专业间的交叉设计审查,并形成文字记录文件。

配置管理的技术文件有两类:设计基础文件和技术支持文件。配置管理提供文件的可追溯性,使设计文件的任何修改变化,都能够在相关文件和电厂实体数据库上做到有效识别,能找到各相关文件的识别码。设计基础文件的可追溯性要求能找到具体的设计基础,如设计准则、要求、分析和计算,以及满足有关设计基础的文件,并说明它们是如何得到满足的,还要求能找到高一级设计要求、所有下级设计要求和说明如何满足这些设计要求的有关文件章节,以及它们之间的关系。为了实现配置管理,项目公司应建立先进的综合信息管理系统,具有计算机辅助设计(CAD)和工程管理等功能。

3.5 内部控制制度

项目公司设立审计部,建立健全其内部控制系统,用程序和制度规范、约束公司的各项运作,明确分工,分责和分权,各司其职,互相协调,严格检查监督,及时发现和纠正错误,以整体的最小投入达到工程项目三大控制的最大效益和成功。内部控制系统的建立和运作应注意管理的合法性、有效性、经济性和效率性原则,既要防止出现漏洞,导致项目管理混乱和失控,又要避免控制监督环节重叠、矛盾,导致运作效率降低。公司各项管理要做到凡事有章可循,凡事有人负责,凡事有人检查,凡事有据可查。着重审计财务各项支出,并向董事会报告。

4 设计与施工管理

4.1 设计与施工管理的业务范围和服务内容

4.1.1 设计管理的业务范围和服务内容

- (1) 提出工程设计要求。
- (2) 组织工程勘察设计招标,签订勘察设计合同并监督实施。
- (3) 组织设计院进行工程设计优化、组织评审工程设计方案。
- (4) 设计文件的审查、技术经济方案的比选并进行投资控制。
- (5) 设计接口管理。
- (6) 设计进度控制。
- (7) 不符合项的管理。
- (8) 执照申请工作。
- (9) 与施工、调试、移交及接产工作配合等。

4.1.2 施工管理的业务范围与服务内容

- (1) 建立、健全施工管理机构、配备合适人员,实行培训、分级授权上岗工作。
- (2) 建立施工管理程序体系并确保其运作有效。
- (3) 建安工程招标技术文件的编写,制定技术评标办法。
- (4) 建安潜在承包商的资格预审、实地考察,择优选定潜在承包商。
- (5) 参与建安招评标,公平、公开、公正、择优选定承包商。
- (6) 组织审查承包商的施工组织总设计,确保建安施工准备的充分。
- (7) 组织建安工程全过程的计划、质量、投资、技术、安全与环境控制、管理。
- (8) 配合业主组织工程项目的竣工验收与国家验收。
- (9) 项目施工管理经验总结与信息反馈。

4.2 设计管理

核电工程的设计管理对整个工程的质量、进度以及投资都有着至关重要的影响。设计管理的主要任务包括设计文件的审查,各分包设计院的设计接口管理、设计进度控制,不符合项的管理,执照申请工作,工程勘察设计与评审,制造材料代用审查,制造QC,现场设计变更管理,竣工图组织等与设计有关的各项活动,以及其他有关合同变更和技术问题的处理等,并监控供应商、承包商严格按照标准规范和合同开展工作,以支持施工、安装、调试等活动符合原设计标准规范和合同规定,高质量按期完成核电工程项目。

4.2.1 设计质量的管理

设计质量管理主要通过设计审查及设计变更的审查得以实施,另外还包括设计评审及设计验证的管理等。

4.2.1.1 设计审查

设计审查是为了保证设计的正确性及设计文件从内容、格式等方面都满足规范、上游文件及合同要求而对设计者提交的设计成果进行检查和确认的过程。对于成套供货商或设计院的重要设计文件、设计图纸,总承包商均要进行必要的审查。

(1) 设计审查的范围。

根据设计文件的类别,可以将设计审查范围分为以下几方面内容:

1) 布置及方案:从方案设计、初步设计直到施工图设计全过程设计审查,重点包括总体布置图、主要工程方案(例如海工、水库及布置)审查,主工艺方案、改进项的方案比较及论证审查,安装指导图、布置详图、辐射区和污染区的划分,火灾区及水淹区的分析报告审查等。

2) 系统和设备:包括系统和设备的总体设计和计算书,系统设计手册,系统的性能,设备等级清单,设备技术规范书,组装图纸,设备制造的质量计划,设备制造的不符合项报告和偏差报告。

3) 调试及运行:调试大纲、标准导则、试验程序等。运行及维修文件包括系统运行程序、机组运行程序、系统报警手册、仪表整定手册、定期试验程序、设备运行及维修手册等。

4) 土建设计:技术规范书、设计规范书、计算书、接口图及施工图等。

(2) 设计审查深度。

根据设计文件的内容,将全部设计文件分为A、B和C三类,其中A类是与参考电厂完全相同的文件;B类是与参考电厂相比有所修改的文件;C类为新文件,参考电厂未曾提交。由于有参考电厂文件作依据,审查重点放在B类及C类文件上,即重点审查与参考电厂设计改进相关的文件。

审查的要点包括:是否与合同、任务委托书和工作订单的要求一致;是否与工程和设计程序手册的要求一致;是否与上游基础文件保持一致;设计文件的内容完整性和深度是否可行并可接受;是否与有关文件、接口及改进项修改保持一致;是否充分考虑经济性与合理性等。

在国家批准的概算及各年度预算控制目标范围内,按照分级授权、严格管理的原则,加强对设计阶段的投资控制。技术方案的选择、优化是投资控制的重点。

另外,根据以往的工程运行经验,专门建立运行经验数据库,在设计文件审查时,利用这些数据进行对比审查。

(3) 设计改进的审查。

首先,根据国外同类核电机组和国内核电厂的运行经验和设计经验,在总体设计过程中,确定一部分设计改进项;其次,在工程进展过程中,由于规范和标准的改变、设计接口的变更、运行核电厂的经验反馈、制造工艺的改变、业主特殊要求或其他原因,提出设计改进,对此均须进行认真审查。

4.2.1.2 设计变更审查

除了设计方案的改变、业主或政府的特殊要求等原因外,在施工、安装及调试移交过程中,由于设计接口的改变、设计不符合项(包括设计错误)、施工安装过程中的不符合项、调试过程中的异常事件等,均会引起设计上的变

更。对设计变更文件进行审查是设计管理工作的一项重要内容。

(1) 设计变更文件的分类。

根据变更的性质、变更的发出方不同等,设计变更文件主要有:现场变更申请单(FCR)、设计变更通知单(DEN)、技术适应性变更(TA)、现场变更通知、调试阶段设计变更申请(DCR)等。

(2) 设计变更审查的主要内容。

审查各类变更文件(TA通常不需介入),设计变更、设计变更申请及意外事件单等提出的合理性。

审查设计、供货方提出的变更处理意见的正确性。

4.2.1.3 设计评审及设计验证

参加设计单位组织的设计评审以及监督设计验证工作也是保证设计质量的必要手段,必要时委托其他有资质的单位对重要的设计文件进行验证。

4.2.2 设计进度的管理

在核电工程项目的三大控制中,设计进度控制是极其重要的内容,包括设计进度计划、工程设计文件目录(IED)、工程设计接口手册(ICM)等计划的编制、执行、跟踪、调整等工作内容。

(1) 设计进度计划管理(详见本节3工程三大控制要点,此处不再详述)。

(2) 设计进度管理工作还包括IED的管理,它是在图纸、文件出版之前,根据设计进度计划编制的图纸、文件出版计划,包括各单位已经出版的和计划出版的所有设计文件的目录。对IED的编制单位来说,在施工设计开始前编制IED也是设计深入的过程,可以对即将开始的设计工作有更加深入地了解,使设计工作更有计划性。

IED中包含的信息分为固定信息和变动信息两大类,固定信息包括文件标题、文件编码、文件类别、预计出版日期等内容,变动信息包括版本、状态、实际出版日期、提交通道号等内容。IED中的预计出版日期以设计进度计划为依据。通过对IED的审查和跟踪,可以发现文件出版计划与设计进度的偏差,随时了解文件的实际状态,有助于提前发现问题,及时处理,避免遗漏和延误。

核电厂的设计文件数量极为庞大。为有效地进行管理,在设计过程中要制定严格的IED编码规则,要求设计方严格遵守。完整、准确、及时是IED发挥其功能的基本要素。完整是指某个项目的IED应包括与该项目有关的将要出版的所有设计文件;准确是指IED中的信息不能有错误,特别是不能有编码错误;及时是指IED中的变动信息要及时更新。

IED文件的控制和管理全部在计算机文档信息管理系统中实现,包括文件的提交、分发、审查等情况输入及查询功能,通过计算机局域网实现数据库共享。

4.2.3 设计接口管理

由于多家设计院和供货商参与设计,在设计院和设计院之间、供货商和设计院之间及供货商和供货商之间存在着大量的设计接口信息交换,设计接口管理是保证设计活动正常进行的基础(详见本节3工程三大控制要点,此处不再详述)。

通过开发并利用接口数据库及计算机网络对接口交换过程进行动态管理,可以实现对接口交换记录的查询,并可对需交换接口的内容进行跟踪、预报,从而极大地提高接口管理工作的效率。

4.2.4 设计合同管理

设计合同管理的主要内容是：招标前提出工程设计技术规范及技术要求，组织工程勘察设计招标、签订勘察设计合同、严密跟踪和控制设计合同的执行，并根据出现的问题及时采取相应措施，抓好设计合同的管理。

4.2.5 施工现场的协调配合

协调设计与现场施工的接口，以及对现场施工、安装、调试及移交投产过程中出现的设计问题进行技术支持和处理等工作也是设计管理工作的重要内容。

4.2.5.1 现场问题处理过程中设计工作的主要内容

(1) 参加施工安装进度例会，协调设计进度以满足总体计划及施工要求。

(2) 审查各类现场施工、安装不符合项，设计变更申请及意外事件单等提出的合理性。

(3) 根据现场发现的问题，为加快问题处理，发出部分变更文件，如现场变更申请单 FCR、现场变更通知单 (FCN) 等。

(4) 跟踪现场问题处理进展情况，协调上游设计、供货方加快处理进程。在现场无设计或无供货代表的情况下，根据问题的性质提出处理意见或协调设计供货方在规定时间内提出处理意见。

(5) 参加现场问题处理协调会，提出对具体技术问题的处理意见。

(6) 其他与技术有关的问题的处理。

4.2.5.2 移交投产配合

移交投产过程中设计管理工作主要包括与设计有关的遗留项处理、运行维修文件的修改、文件移交等。

4.2.6 竣工图管理

核电工程的竣工图管理是全过程的动态管理，它包括从施工前最新版本的图纸开始确定为现场母本，在施工过程中根据变更情况不断对现场母本进行更新，直到该项工程竣工，升级为竣工 (CAE) 状态，经过必要的审核、批准、最终移交给业主。

4.2.6.1 竣工图的编制

现场母本是现场活动中使用的唯一基准文件。承包商按照规定的要求及时修改母本文件。包括所有 TA、DEN、FCR，所有已采纳的不符合项报告 (NCR) 等，均要在该母本中进行更改，并在文件的封面上或标题栏中注明所有已采纳的 NCR、TA、DEN 或 FCR 的编号。

随着各项工程的完工，所有施工图的现场母本升为 CAE 状态。

4.2.6.2 竣工图的审查和移交

首先，承包商将 CAE 状态文件的清单发给业主。文件通常按系统进行传递。

业主在收到 CAE 状态文件清单后，组织各相关方进行联合审查，审查后若有任何修订意见，通知承包商作进一步修改。

在承包商作了最后修订及业主作了最后审查之后，业主发函通知承包商，同意其把竣工图发送给业主文档部门。

最后，承包商将规定份数的竣工图移交给业主。

4.3 施工管理与监理

核电工程是一项政府与社会都高度关注并涉及核安全与核安全文化的复杂系统工程，它具有工程投资巨大、技术密集且要求高、系统与接口复杂、安全与质量要求高、建设周期长等显著特点。因此，按照《建设工程项目管理试行办

法》的指导意见，核电工程最为适合实行建设工程项目管理方法，即由专业项目管理公司全面取代传统的施工监理，对项目进行全面管理。以下重点介绍核电工程主体施工阶段的项目管理。

4.3.1 核电工程施工阶段项目管理

4.3.1.1 施工管理组织与职责

施工管理部门作为项目管理组织的下设机构，不但承担核电工程建设施工监理的全部责任与义务，而且对核电项目的现场实施负总体责任，负责管理、协调除了调试启动与生产准备以外的施工现场所有参与施工承包商的一切活动。要成立施工阶段完整的现场管理与监理组织机构。

施工管理部门的主要管理工作包括：

(1) 成立施工管理组织机构，明确岗位职责与分工，制定机构运作程序。

(2) 编制施工招标技术文件，参与招评标工作，择优选择承包商。

(3) 制定管理施工现场的各种管理程序，发布给现场各承包商，同时监督落实。

(4) 监控承包商现场组织的建立以及其管理的有效性，同时监控其人力动员能否满足工程进度需要。

(5) 监督管理承包商的施工准备工作，特别是施工组织设计、材料与设备的准备等。

(6) 审查施工进度计划并监督其有效实施，提前预见计划的偏差并监督采取改进措施。

(7) 现场隐蔽工程的检查与质量验证。

(8) 施工现场安全、环境的全面管理。

(9) 现场设计变更、不符合项的跟踪处理。

(10) 现场与施工相关活动的协调。

(11) 接受监督部门的监督与检查。

(12) 组织核电厂国家竣工验收，编写工程总结。

4.3.1.2 人力动员与人员培训

施工阶段的人员配备合理是搞好核电工程的基础，是项目管理的重要内容。不管是施工管理部门，还是各施工单位，均应根据施工的实际进展，从准备阶段到施工高峰期再到工程收尾阶段，按批准的施工组织设计中承担的人员动员曲线分布，对劳动用工、分专业与层次进行配备，并按减员的时机作出退场安排等。在执行中，结合实际需要人员动员曲线，及时提出调整建议，经业主审核批准后实施，以确保现场人力资源的优化配置，同时满足工程的实际需要，并考虑备有足够的应急人员。

鉴于核电工程的特殊性，要高质量完成工程建设任务，首要任务是全面提高参与核电建设的各级人员的基本素质。因此，必须请有经验的人员，分阶段、有计划、有步骤、有针对性地制订培训计划，实行全员培训，经考核合格后分级批准授权上岗制度。培训内容除有关专业技巧培训外，还必须包括管理程序、安全、操作程序、辐射防护与应急等，形成并执行培训—考试—授权—上岗制度。

4.3.1.3 现场施工质量管理

项目施工是确保核电厂工程质量的关键阶段，为此必须首先建立一整套 QA 与 QC 体系，同时确保其运作的有效性。工程施工现场的质量保证与监督分为 3 个层次：第一层次——施工单位内部的一级 QA、二级 QC 体系；第二层次——业主项目管理机构中质量保证部的 QA、施工管理部的 QC；第三层次——国家核安全当局 (NNSA) 派出机构的政府监督体系。

质量管理按照事前、事中、事后控制三阶段进行，重点

是事前控制。

(1) 事前控制。

尽管监督是必不可少的,但质量首先是靠做出来的,故选择好的施工承包商对确保建设好核电厂至关重要,应通过公平、公正、择优选定富有核电工程施工经验的承包商,以确保工程质量。

按高标准、严要求的指导思想设定具体、量化的质量控制目标,并落实到合同要求中,如达到并实现目标的则给予适当的奖励,或达不到的则予以严厉的处罚,这些均详细列入合同条款并实行目标管理。

为实现上述质量目标,各项施工的准备工作的检查尤显重要,除了在准备阶段审查承包商编制的质量保证大纲与管理程序、质量控制与检查程序外,更应注重对施工组织总设计进行详细审查。其重点审查施工、安装方案中特殊工艺及重要物项的实施,如土建的预应力钢筋混凝土、不锈钢衬里、安全壳钢衬里与穹顶吊装施工等,又如安装的压力容器、蒸汽发生器、主泵吊装及主回路管道焊接和吊装等,审定其相应检验、测试方法,以确认能满足设计与相应规范要求。

(2) 事中控制。

事中控制指重视过程控制,重点审查承包商各施工阶段的工作及施工顺序划分图、车间加工图、构件与管道预制质量计划。

建立过程控制中的检查手段,如设定施工见证点(W点)和隐蔽工程停工待检点(H点);实行巡视跟踪、平行检查,对重要部位和各关键工序实行旁站监督全过程,严格执行签字确认放行制度。

组织设计院现场设计代表组及时答复承包商提出的各种设计问题,审查承包商提出的设计变更,并组织落实,检查完成情况;对施工中的偏差及不符合项,要求承包商开出NCR,与设计院研究确定处理方案后,督促承包商实施,同时注重信息反馈,确保所有偏差及不符合项最终得到妥善处理并满足设计规范要求。

通过质量控制程序与质量计划的制定与执行,在控制施工现场工程实体质量的同时,坚持并确保现场的实际状态与文件的一致,使施工的实体质量与施工文件的质量控制工作相结合,有利于形成真实地反映工程实际情况的竣工文件。

(3) 事后控制。

组织业主生产、运行部门对各厂房进行联合检查合格验收后,移交生产运行并签署最终验收意见,将检查过程发现的缺陷列出清单,督促承包商限时完成土建或安装工程遗留项的补缺工作。

审核承包商提交的各种试验检查报告、设备使用与操作手册,并移交业主生产运行部门。

审核承包商提交的各土建施工阶段竣工图纸和安装竣工报告书(ECSR)和安装竣工报告书(EESR),确保与移交实物的一致性,并及时移交业主文档部门归档处理,作为合法运行、维修的依据。

4.3.1.4 进度计划管理

(1) 计划的分级控制。

由于核电厂项目实施的复杂性,要求必须编制周密、详细的进度计划。核电厂工程通常实施六级进度计划体系,并分级负责与管理实施。

工程一级进度为项目总进度;二级进度为现场各承包商之间以及安装与调试启动之间的接口协调进度;三级进度为土建或安装承包商的施工各项具体活动计划,其编制依据是

二级计划,也是各供应商、承包商的合同进度计划,施工管理部门必须严格管理、控制三级计划。

工程四、五、六级计划分别为承包商施工的六个月滚动计划、月计划和周计划,此外还有各种专题计划,所有这些计划必须确保满足其三级计划的要求。

(2) 计划的调整与修改。

在工程实施中,根据实际需要对进度计划进行调整时,必须分析其修改是否会影响二级计划,即其上、下游的接口活动,调整的基本原则是分析关键路径上的各项活动持续时间,选择资源耗费少、影响费用低的活动进行调整,或修改逻辑关系以合理缩短时间,避免影响总体关键路径。一旦确认调整,经有关各方商议一致后,正式出版此项计划的修改版或补充版。

(3) 进度计划的程序化管理。

项目管理机构需要制订进度管理大纲,编制进度控制管理程序,实行分级审批制度,承包商三级进度的变更或调整,必须报业主项目管理机构审核批准。

通过进度控制程序的执行,实施设计文件、图纸的催交,设备与材料数据库的管理与催交,土建和安装的接口管理,安装与调试启动的接口管理等活动。

4.3.1.5 现场变更与不符合项管理

(1) 变更的分类与执行。

编制设计与现场变更控制管理程序并严格执行,是控制工程质量与工程造价的有效途径,体现核电工程重视过程控制的管理特点。

变更应按照分级与授权进行管理,以确保变更实施的严肃性。如,变更涉及进度计划的调整,则必须按照进度管理程序执行;若变更涉及价格变化,则必须执行工作令审批程序等。

在施工现场监督检查过程中,要确保所有涉及的变更都得到有效执行,并确保所有变更已经在完工竣工图纸与文件中得到反映,确保工程现场的实际状况与竣工图纸状态的一致性,利于日后运行、维修中使用。

(2) 土建、安装的不符合项管理。

与变更类似,编制土建、安装施工不符合项控制管理程序并严格执行,是核电厂工程项目管理的重要工作内容之一。不符合项是指工程项目实施过程中因某一物项性能与相关技术要求存在差异,使其质量不可接受或影响其他物项。

不符合项按其性质可分三类,即无规定的C1类、需报告的C2类及需审查的C3类。

不符合项的现场处理跟踪与现场变更类似,必须确保其执行的有效性并反映到竣工资料中。

4.3.1.6 现场安全管理

核电项目施工属于劳动密集作业,仅核岛厂房最少有三、四家单位交叉作业,高峰期施工、管理人员高达5000人,特别是项目建设涉及核辐射安全,施工现场的安全管理是个极其重要课题。为贯彻“安全第一”的方针,必须采取特殊措施,以区别于一般项目工程的安全管理。

(1) 实行目标管理。

针对核电厂施工的特点,施工管理机构必须制定较高的、具体的安全目标并努力实现。推行目标管理,建立核电安全保障体系、应急预案与安全监督体系,并坚决贯彻执行,预定目标成为全工地的统一目标,让每一位工程建设参与者都了解,并化为每个人的实际行动。

(2) 安全制度与程序化管理。

为实现安全管理制度化,必须建立一系列与作业、活动

相关的程序,统一、规范施工现场各承包商的安全活动,例如施工开始前必须制定作业前风险分析、安全防护设施、动火证申请、个人防护规定、安全交底、重大风险作业必须旁站监督等一系列规定。

按照项目机构的程序指导,承包商必须制定详细的安全作业工作程序,经业主施工管理部门批准后执行实施,并进行持续关注、持续跟踪检查,监督不断整改,以达到持续改进。

(3) 全员安全培训。

施工管理机构必须要求所有进入核电施工现场工人、管理人员接受安全培训,特别是承包商的新员工必须经过安全培训和考试,合格者方可上岗,严格执行安全培训统一教材、统一考试、统一工作授权制度。

4.3.1.7 接口、协调管理

核电工程协调需要贯穿于整个项目的实施全过程,其内容包括设计文件、设备供应计划、土建与安装的交叉作业、安装与调试、工程收尾消缺等所有活动,而现场施工阶段的接口协调更显重要。

(1) 制定严密的接口计划。

按照工程二级接口计划,将各承包合同的外部接口条件作出细致的计划安排,作为合同的附件,对各承包商提出明确的上、下游接口条件要求,并监督实施。

(2) 交叉作业的动态协调。

由于核电厂的厂房布置紧凑,现场往往存在土建收尾、主设备安装、辅助设备安装等多家承包商交叉、叠加作业,相互争用资源的情况,需要施工管理部门出面协调,在保证整体工程顺利进展的情况下,必须对某一资源作出合理、公平、公正的安排。

在厂房交叉作业管理中,制定相关的管理程序,明确责任区与边界范围、已完工程的保护等,以尽量避免承包商互相扯皮,互相推诿。

4.3.1.8 工程移交与竣工

由于核电厂是非常复杂的系统工程,必须建立高效的协调与快速的执行机制与完善的交接体系,才能分系统,按厂房分期、分批、分阶段地完成工程完工向调试和生产运行移交。

此外,因核电厂运行涉及核安全,需要经过一段时间的商业运行之后,项目业主才能向有关部门申请竣工验收,竣工验收必须经国家主管部门组织有关部委进行专题和综合验收后才能完成。而对环境影响部门需在商业运行一年后由国家环保局验收合格后放行。

(1) 建立程序运作组织体系。

在“安全第一、质量第一”原则的思想指导下,考虑工程移交、接产管理的实用、可行、简捷的特点,需要建立一整套遣返项处理、系统与厂房交接的工作程序,以明确移交中各方的责任、接口、工作流程甚至接受标准;此段工作很复杂和琐碎,应积极提倡团队合作精神,发现问题必须及时沟通、协商解决,定期召开移交管理协调会,统一思想认识,鼓励换位思考,形成高效的运作组织。

(2) 文件信息化管理。

工程移交与竣工验收需要整理、完善归档的图纸、技术文件、设备运行与维修操作手册等。文档信息量巨大,尽管有相关的管理程序作指引,但是仍然容易出现文件丢失或归档不全等问题。因此,必须建立各类图纸、文件、操作手册及后期遣返项跟踪处理的数据库,并具备强大的统计、报表、查询、跟踪和必要的保密功能,充分发挥现代信息技术的作用。

5 工程项目程序管理和接口管理

5.1 工程项目程序管理

建立工程项目管理体系必须确定管理的目标、管理的对象、管理的组织、管理的方法和手段。工程项目管理的行为方法有两种:人治和法治。人治方法主要是沟通,依靠个人的权威和说服力,通过对话、信函、会议,研究解决问题,完成工作任务,实现管理目标。法治方法主要是执行法律、法规、合同和管理程序。程序管理是核电工程项目管理必须采用的法治管理方法。国家核安全局在法规《核电厂质量保证安全规定》中,明确要求:“从事各项活动的单位,必须制定有计划地、系统地实施核电厂工程各个阶段的质量保证大纲的程序,并形成文件。编写的程序必须便于使用,包括所需的专业技能,内容清楚、准确。必须根据需要对程序进行审查和修订”。显然,国家法规强制要求核电质量管理采用书面程序。精明的项目管理者需要制订一套完善的管理程序,对管理的各项职能和工作制度明确要求,并使管理职能和工作制度有序和有效地运作,各项工作和活动都能按程序办事,都符合法规、标准、公司政策和合同条款,通过程序管理实现各项工作规范化管理,以实现项目质量、安全、技术、环保、进度和投资六大控制最优目标。另一方面,核电项目复杂的接口需要采用规范的程序化管理。核电厂的建设是庞大的系统工程,不仅质量要求高,技术复杂,投资金额大,管理的对象人、财、物数量巨大,而且需要经过可行性研究、政府审批立项、设计采购、合同招标、执照申领、设备制造、土建安装、调试移交、生产运行等阶段,环节多,工期紧,任务重,涉及面广,接口复杂。参与工程建设的各级管理者通过程序和制度,规范和约束各职能部门的各项运作,明确分工、分责和分权,各司其职,相互协调,使各项工作有条不紊地按程序操作,防止出现漏洞或失误,导致项目管理混乱和失职,也避免管理环节重叠矛盾,渠道不通,影响运作效率。尽管核电工作千头万绪,活动不计其数,但人们通过工程建设管理的实践,逐步总结和归纳了核电工程管理工作的类型、要素和基本过程,形成了各类管理和工作程序,供有关人员学习和使用。因此,书面程序是前人经验的积累,是后人工作的指南。管理程序和工作程序常常成为新员工培训的重要教材,是新员工了解项目管理和运作方法、熟悉和掌握岗位工作要点的经典。有了一套系统和完善的管理程序,尽管岗位人员升迁,但工作移交简捷方便,正常运作不受影响。这样,在复杂的核电工程建设中,通过程序应用的推广,形成一种文化,一切按程序办,强调制度的权威性和管理的规范性,真正做到“凡事有人负责,凡事有章可循,凡事有据可查,凡事有人监督”,对工程建设实施“法制”管理,克服长官意志、个人说了算的陈旧观念,也避免工作中个人行为的随意性和不确定性。在当今信息化时代,核电项目建设必须采用信息化管理,其关键是信息资源规划,对工程建设各项活动进行梳理,通过计算机软件程序和网络,规范各部门的各项活动和运作,而制订管理程序和执行程序管理为实现项目信息化管理建立了良好的基础。因此工程程序化管理是项目现代化管理的重要方法,管理程序体系是否健全是衡量项目管理水平高低的标志,也是项目管理科学性和先进性的根本保证。

业主对各承包商的管理,主要是监督承包商严格执行法规和合同条款。其中,设立专门的合同条款,明确规定承包商必须执行业主制订的工程程序。这些工程程序是

合同条款内容的细化和具体化,也是合同条款中未规定内容的补充和完善。通过程序来规范各承包商各类工程活动,并协调供应商、承包商及业主的相互关系,规范各方的行为步调,达到协调一致。业主和承包商通过制订和执行工程管理程序和工作程序,将承包商必须执行的法规和合同条款贯彻到基层工作中,落实到具体行动上。工程管理程序应尽量列入双方签订的合同附件中,但执行中可以修订、改版。随着工程进展,可以制订和颁布新程序,要求承包商执行。所有新制订和改版的程序应当征求承包商和供应商的意见,并得到他们的认同。

编写工程管理程序应包括以下内容:定义,目的,适用范围,上游程序和依据文件,责任部门、职责和接口,程序条文和规定,活动记录,附件。我国核电工程管理程序编制依据文件主要有:HAF003《核电厂质量保证安全规定》及其HAD003/序列导则,IAEA 50-C/SG-Q《Quality Assurance for Safety in Nuclear Power Plants and other Nuclear Installations》,ISO 9001 国际标准化组织《质量管理体系标准》,ISO 14001 国际标准化组织《环境管理体系标准》,OHSAS18001 国际标准化组织《职业健康安全管理体系—规范》。

业主项目公司制订的工程管理程序内容多,数量大,有300多份,分为内部程序和外部程序。业主内部工程管理程序分3级。第一级是项目公司级管理程序,规定公司管理目标和政策,如公司管理大纲,各级管理权限规定,合同与采购手册,公司程序体系以及公司各专项委员会组织章程等。第二级是项目六大控制大纲,即项目公司质量保证大纲,工程安全控制大纲,工程技术控制大纲,项目环境控制大纲,工程进度计划管理大纲,工程投资控制大纲。另外还有项目公司调试准备工作大纲和生产准备大纲。这8个大纲是编写相关程序的指导性文件。第三级是工程管理执行程序,按管理功能块划分,包括:组织机构和职责分工、设计、采购、执照申请、QA、安全、环境、QC、进度、合同、投资、财务、审计、人事、文档、信息、行政、党群、纪检、科技委等,以及调试和生产准备工作一系列程序。

外部程序用于承包商管理,包括安全质保规范程序、设计规范程序、工程管理接口程序、工程调试规范程序4类。安全质保规范程序,如质量和安全适用的法律、法规、标准,质量保证分级,质保文件审查,质量保证监察,质量事件的调查与报告,劳动保护管理,安全监督与监察,安全技术规程,安全行为守则,安全事件和事故报告与处理,突发事件的应急预案等。设计规范程序分3类:① 工程设计总则,如系统清单,设备功能标识,厂房、构筑物、楼层及房间的标识原则,设备标牌,设备和管道常用颜色,电气设备和电缆路径的表示,孔洞标识的一般原则;② 设计文件格式,如文件类别、编码、版本、状态,设计文件中的计量单位;③ 设计文件的具体规定,如系统设计手册的定义和内容,流程图和电路图的图例符号,系统流程图、逻辑图绘制的基本规定等。工程管理接口程序分7类:① 综合管理类(通用程序,项目组织,通信联络等);② 合同商务类(合同支付和商务,分包商资格评审,保险索赔等);③ 进度管理类(进度计划的制订、审查、修改、出版,统计和报告,会议制度等);④ 设计管理类(ICM、IED、设计审查、修改、变更等);⑤ 采购和制造管理类(工艺评定、材质检验、出厂验收、发货和运输、设备材料编码手册、设备介入通知(CIN)、NCR管理、QC控制等);⑥ 施工管理类(设计文件的澄清、FCR处理、NCR管理、QC控制、遗留项

的清理等);⑦ 工程移交管理类(EESR、房间移交和反移交、厂房和构筑物的移交等)。工程调试规范程序,如调试与承包商的接口和分工,调试支持服务管理,系统委托安装承包商调试的监督和管理,调试期间的维修活动管理,工作票管理,DCR管理,流体传输,危险气体管理等。

各承包商除了执行业主颁发的程序之外,还必须制订自己的管理程序和大量工作程序。承包商编制的质量保证大纲必须经业主审查批准。管理程序的题目类似于业主内部管理执行程序,按功能块划分和编写,根据承包业务作部分增减,如现场设计代表工作程序,仓库管理等。而承包商编制的工作程序,内容广泛,数量巨大,有几千份。如施工承包商的工作程序可分为两部分,一是部门工作程序,各部门对相关质量要素的实施作规定;二是现场工作程序,针对具体工艺过程编制作业指导书。设计供货承包商要编制各设备制造的质量计划,各设备运行维修手册 EOMM,各系统各类调试程序等。

核电工程建设“质量第一、安全第一”已深入人心,严格执行项目程序管理是根本保证。必须不断提高员工执行程序的自觉性和严肃性,采取教育和监督相结合,加强岗位程序培训,通过一级QA,二级QC,严格检查和监督程序的贯彻执行。对程序建设不完善、执行不力的单位,提出纠正行动,限期改正。对违反程序人员,采取批评、警告、罚款、停工甚至驱逐出工地等严肃处理措施。也要推广“寓监督于服务之中”的理念,努力推动程序有效执行,不断进行经验反馈,修改和完善程序体系与内容。

5.2 工程项目接口管理

核电厂由许多厂房、系统和设备组成,它们之间有许多功能和实体接口。它们的集成要经历设计、采购、制造、土建、安装、调试、运行等阶段,承包商多,工作接口复杂。业主与承包商签订合同,必须明确规定合同范围、责任和条件。业主要做好合同管理,不仅要界定各合同范围,还必须确定各合同之间如何衔接,达到相互匹配,并向承包商提供合同规定的条件,即提供资金、场地、文件资料、设备材料等四大资源,履行业主的承诺。四大资源,除了资金,其他三项资源是由承包商经业主相互提供的。因此,业主项目管理的重要责任就是协调解决承包商之间的接口,及时提供资源。然而,由于核电工程接口众多,关系复杂,一些细微地方如果预先没有界定清楚,就很容易引起合同争议或索赔,影响工期,甚至降低系统设备技术性能和质量。因此,接口管理和协调能力,是业主项目管理能力的集中体现。接口管理的内容与业主的管理模式密切相关,即与合同的划分方式有关。国际上核电合同模式基本分为交钥匙、按岛采购和部件采购三种模式。交钥匙模式,接口简单,接口内容基本是业主向总承包商提供资金和场地,总承包商向业主移交电厂、竣工文件和备件。按岛采购模式是将电厂的厂房划分为核岛、常规岛和BOP三部分,每部分又按设计和供货、土建、安装划分承包合同。部件采购合同模式与按岛采购合同模式的主要区别在于设备采购是按设备的采购类型划分许多采购包,如机械的泵、罐、阀门、管道,电气的控制盘、箱、柜、电缆、托盘等。国外有的核电建设采用按专业承包,从详细设计、供货到安装一条龙,如管道、通风、保温、电气、通信、保安系统等专业工程承包。无论是按岛或按部件采购模式,核电厂的调试工作多数由业主生产部门或专业调试队伍承担。核电厂的前期工作,采用按专业或按工程项目承包,如勘测设计、土石方、海工、水库、道路、隧

道、电网等,大小合同很多,但接口管理比较简单。下面按岛和部件采购模式,讨论设计接口、设计与采购接口、设计与施工和调试接口、供货与安装接口、土建与安装接口、安装与调试接口、工程与生产接口等方面的管理内容和方法。

5.2.1 设计接口管理

这是管理设计单位之间的接口。核电厂设计由多家设计单位承担,为了保证设计单位之间及时交换必要的设计资料,达到各系统和各厂房功能配套齐全,参数协调一致,设计合理,机组整体性能最优,按时完成设计任务,必须严格设计接口管理。设计接口管理内容多、技术面广、难度高、时间性强,因此要求管理规范化、程序化、计算机化。设计接口分为功能接口和实体接口两大类。功能接口是工艺系统之间连接的设计要求和技术参数相互匹配的资料,表达形式采用参数值、流程图、布置图和化学性质要求等类型。通常在设计合同技术附件中按系统列表分别规定了主要工艺和电气参数、仪控信号等功能接口和关键接口的初始数值,如主蒸汽管道的温度、压力、湿度、流量、内径、壁厚和材料、用电负荷等参数以及仪控信号数量,并规定这些接口资料最后确认和关闭时间。土建设计接口采用 D0、D1、D2、D3、Dx 接口图。D0 接口图提供厂房建筑结构尺寸,包括墙板留洞大于 2m^2 或设备质量 20t 以上的位置。D0 图用于厂房结构尺寸和基础设计、抗震和楼层反应谱计算;厂房地震位移计算;在主回路或辅助回路管道破裂事故情况下,厂房承受压力计算等。D1 接口图提供准确的厂房尺寸、墙板留洞大于 $0.3\text{m}\times 0.3\text{m}$ 或设备质量 5t 以上的位置,用于土建结构力学计算。D2 接口图全面提供厂房留洞和预埋件位置,用于土建模板图、配筋图、预应力张拉和主钢结构设计。D3 图用于土建装修设计。Dx 图用于辅助钢结构设计。D1 和 D2 接口图是按厂房各楼层设计,在设计合同附件中规定了各厂房各楼层 D1、D2、D3、Dx 图提交的时间。实体接口规定硬件连接方式、尺寸、公差、坐标等。设计合同附件中应对实体接口作原则规定,可按土建、机械和电气、仪控分类。土建方面,首先要按厂房规定设计分工,包括厂房机械和电气布置、土建设计接口图编制、土建施工设计三个方面的分工。例如电气厂房有核岛、常规岛和 BOP 的系统和设备,由三家设计单位联合参与厂房布置设计,可由核岛设计单位汇总编制土建接口图和负责土建施工设计,其他两家提供接口资料。机械和电气方面,设计接口管理首先按工艺系统划分,分别规定系统设计和厂房布置负责单位和参与单位,设备供货负责单位,有时用参考示意图标出该系统有关机械和电气接口分工。管道以及电缆托盘布置设计通常按岛分工。实体接口位置,原则上规定管道接口在厂房边界外 2m ;电缆托盘接口在厂房边界外 20cm 。两台设备,如果由不同设计单位负责设备布置,它们之间连接电缆的敷设路径应该明确一个负责单位,另一个单位提供技术要求和资料,接口位置设在接线端子。仪控方面,如果采用集散型数字化仪控系统,各工艺系统设计单位向仪控系统设计单位提供工艺流程、设备清单、控制要求、逻辑图和控制方式,接口文件采用标准格式的基础功能图和数据表,接口内容有 100 多项。如果仪控系统采用常规模拟信号,则主控制室控制台和模拟盘布置,由一个单位设计,其他单位提供开关、按钮和仪表布置要求,以及模拟显示、报警信号和计算机数据采集输入。电气厂房各房间电气柜和控制柜的设计和布置,按系统设计分工和分配的位置分别由承担设计单位负责完成。除了合同附件作出的设计接口规定之外,还采用 ICM 管理设计接口的需求、提交计划,跟踪接口打开和关闭状态。通过

ICM 管理程序,规定设计接口分类,通常包括功能接口数据,系统特性参数,系统设计手册内容,设备详细资料,管道和电缆设计基本参数,连接形式和规格,在厂房内的走向和布置,土建设计接口 D0、D1、D2、D3、Dx 的接口图,工艺系统控制要求,运行和瞬态分析的数学模型数据,全范围模拟机数据,安全分析报告有关文件资料等十几种类型,规定这些类型编码,提出方和接收方,并建立 ICM 计算机数据库,按系统和厂房顺序记录各接口名称、代码、计划和实际提交日期,提交接口文号、评审意见、接口提交和关闭状态等信息。要认真抓好设计接口管理程序的制定和执行,ICM 的编制和修订,接口信息按时交换、审核和关闭,并建立业主、各设计单位之间的计算机网络,实现管理数据库共享,使各设计单位之间及时完成接口交换,避免因设计接口资料延误影响设计进度。ICM 是活的手册,接口有几千项,接口和各项数据是随着设计的进展,按计划不断修改、补充和完善,通过接口协调会,及时讨论和解决出现的问题。设计接口交换日期可根据工程二级进度、设计三级进度、《设计与采购活动计划管理导则》程序规定的原则确定。

5.2.2 设计与采购接口

按部件采购模式,业主负责设备材料采购,设计单位必须按计划提供设备材料清单、设备技术规格书和技术条件,明确采用的技术标准、抗震等级、工艺评定要求、材质要求和检验、出厂试验和验收、安装和服务要求等。某些非标关键设备,如反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件、主管道等,设计单位要提供设备装配图和部件图,由设备制造承包商进行制造工艺设计。设备供应承包商要尽早向设计单位提供设备技术参数,供电、供水、供气技术要求,设备重量、外形尺寸、安装接口,设备基座尺寸、运行环境条件等设计接口资料。核电厂设备品种多、数量大、质量等级要求严格,设计单位提供的设备材料清单是来自工艺系统和工种的厂房布置设计,业主要负责转化成按设备材料类型和规格划分的采购包,这是一件十分复杂和细致的工作,要防止缺件、漏订、搞错,必须建立采购程序和设备材料编码手册,设计单位要采用 3D 设计系统,数据库与业主共享,包括设计数据库、采购数据库、合同招标、下订单、制造 QC、出厂验收、包装、运输等全过程,各种文件和数据,都要进行严格有序的管理。根据情况和需要,设计单位要参加采购技术谈判,到制造厂进行技术交底,参与设备制造不符合项的处理。

5.2.3 设计与施工和调试接口

及时提供合格的设计文件和处理施工现场设计问题是保证工程质量和进度的必要条件。提供设计文件是设计单位与土建、安装、调试单位之间接口管理的基本内容,包括设计文件的深度、提交计划、设计交底、设计变更、不符合项的处理等。设计单位提供施工图纸的深度,施工承包商负责作哪些转化或补充设计,必须在设计和施工合同中明确规定,如 2 英寸以下非安全级管道等轴图、管道支吊架图、风管预制展开图等可由安装承包商现场设计,但设计单位要提供技术标准、指导图和标准图。一个双堆百万千瓦级核电厂的设计图纸文件多达 15 万多份,应制订程序,规定设计单位必须编制和采用 IED 进行管理,并定期向业主提供最新版本的 IED。IED 中,每份设计文件应有名称、编码、出版状态、计划和实际出版日期,提交业主的文号。IED 是动态文件,要求设计单位根据设计进展,及时补充、修改、完善,并建立计算机数据库进行管理,及时记录实际完成日期。每份设计文件最迟在出版前 6 个月编入 IED 中,并给出计划出版日期,满足工程进度计划要求。在工程早期,某些文件

目录可以用文件包名称列入 IED, 以后逐步打开细化, 如某区域管道安装文件包。业主对设计单位提交的 IED 要进行完整性和正确性审查。审查正确性包括对条目、编码、日期、状态的审查; 审查完整性是要避免缺漏; 审查的依据是工程、设计和施工各级进度计划, 设计供货合同和相关施工合同, 《设计与采购活动计划管理导则》管理程序, 参考电厂的 IED, 也要依靠施工承包商、调试队等一线部门的密切配合, 及时提出要求和缺图信息。由于各设计单位的 IED 条目多达几千、几万条, 审查工作量大, 较好的办法是采用与参考电厂的 IED 数据库自动比较, 仅对差异进行分析。数据库应授权专人管理, 并采用锁定功能, 对已审查过的条目要固定, 防止被修改, 下次只审查新增或修改部分。也常采用按出版时间段分段审查, 如每季度或每半年审查确定一次。每份设计文件, 分初版 (PRE)、正式版 (CFC)、施工版 (WR) 三个状态。重要设计文件的初版状态, 业主要进行内容审查, 审查认为不合格的文件需返工处理 (RFC)。设计文件 CFC 发施工单位作施工准备, 这时还允许设计单位对文件继续修改升版, 但通常要求设计单位在计划的施工前一个月停止修改, 并出施工版, 通知业主该文件 Work Ready (WR), 业主按程序宣布该文件 For Use, 并在文件上盖 “For Use” 章, 保证现场施工采用正确文件版本, 质保人员进行检查。对施工版文件修改或设计变更必须出设计变更单, 按程序规定和权限审查批准。施工承包商负责修出版竣工文件, 交业主审查归档。

5.2.4 供货与安装接口

设备材料供货是接口管理的主要内容。如果安装承包合同是包工又包料, 施工中永久性和非永久性消耗材料由安装承包商采购, 业主仅提供设备, 则接口管理工作量大大减少。在设备供应合同中, 要逐项列出各工艺系统设备清单和代码、计划发货和到达现场日期。预制管段应按安装区域安排交货, 包括阀门和管道配件。电气盘柜和仪表传感器等按系统交货。其他大宗材料首批供货按机组消耗量的 50%, 在现场开始预制前 3 个月到货, 以后按现场最小库存量供货。如果设备是按岛采购供货, 在安装和设计供应承包商之间建立联络条款是及时解决施工文件和设备供货以及处理现场设计变更等施工先决条件的良好实践。但安装和设计供货承包商之间的直接联系和沟通不能对业主信息短路, 也不能降低技术和质量指标。施工承包商应提前 1 个月提出缺图、缺设备材料清单给业主, 相关部门核实并催交。科学管理设备材料十分重要, 必须建立业主、供应、安装三方联网的信息系统, 统一设备材料编码。现场设备材料仓库, 最好由安装承包商负责管理。设备到货, 应由业主、供货、安装三方代表联合进行现场开箱检查, 并作验收记录和签字。进口设备材料, 由业主负责向海关申报。安装承包商要严格管理大量设备材料的验收、保存和发放, 努力推广按施工图配套供应的方法, 建立强有力的施工材料准备和供应的生产后勤队伍, 克服大量设备材料管理混乱, 避免不同质量等级材料早领、错用、乱放、超消耗。大宗材料供货量是设计量加一定百分数的消耗量, 管理应采用设计量、设计变更量、交货量、库存量、安装实际完成量的综合跟踪比较, 控制超消耗和再供货。应制订程序明确规定大宗材料消耗量的核算和管理方法。将大宗材料消耗量包给安装承包商, 并明确节约归己的政策是控制材料超消耗的有效管理办法。

5.2.5 土建与安装接口

主要内容是厂房和房间的移交和反移交。在土建合同条款中, 要列表明规定各安装区域或房间第一次装修完工日

期, 也可以在安装开工前, 组织土建、安装承包商研究协商各房间移交计划。业主应建立房间移交数据库, 按厂房、标高、区域、房间编码, 记录每个房间第一次装修完工移交的计划和实际完成日期、移交保留项, 不断检查和跟踪移交进展、存在的问题和处理解决状况。反应堆厂房的堆坑主钢结构、不锈钢水池施工与一回路管道焊接、堆内构件组装有较多的场地、环吊使用交叉接口, 需要编制专项接口进度, 每日现场安排协调。常规岛土建按楼层、区域或房间分期分批装修和移交。BOP 土建按建筑物移交, 对较大的 BOP 厂房, 可按区域或房间分期移交。当厂房的区域或房间安装基本完成时, 安装承包商要将房间反移交给土建承包商, 进行第二次装修, 包括安装门窗、堵洞、补漆和地面油漆。最后, 核岛厂房还必须进行核清洁。

5.2.6 安装与调试接口

核电厂的调试启动工作有不同组织模式。有的电厂由生产部门负责调试、试运行到投产, 施工单位直接向生产部门移交; 有的电厂由专业调试队伍负责调试, 安装向调试部门移交。安装承包商与调试队的接口包括系统硬件和文件移交。当安装承包商完成一个系统或子系统安装, 向业主申请、并提交系统 EESR 的 A 版, 业主负责安装管理的部门组织调试队和生产部门代表对系统 EESR 和现场进行联合检查, 发现问题要及时处理或作为保留项登记。系统验收合格后, 承包商出版 EESR 的 B 版, 施工管理部门经理签字验收, 移交调试队, 标志系统向调试移交。对于大型复杂机电系统, 可以将系统划分若干子系统分期移交, 这须编制 ESP (EESR Subsystem Package) 文件, 界定子系统的范围和边界。在工程安装开始阶段, 业主的计划、调试、施工管理部门和安装承包商共同研究子系统 ESP 范围和边界、移交顺序和日期, 以保证机组总体进度计划要求。业主和安装承包商应建立 EESR 管理共享数据库, 按系统或子系统编码, 记录系统完工移交的计划、实际日期和保留项, 密切跟踪消缺进展状态。安装承包商要提供调试服务, 如设备, 临时供电设施, 通风、给水、排水管道的拆装。

5.2.7 工程与生产接口

当系统由安装移交调试队后, 系统必须进行安全隔离和设备日常维护保养, 这些工作由生产部门承担。为了确保电厂设备和人员的安全, 运行部门设立隔离办公室, 负责已移交系统调试、维修、施工等一切现场活动的许可申请审批和隔离设施的设置, 建立计算机隔离系统进行管理, 并制订工作票管理程序进行运作。生产运行人员在各工艺系统向调试队移交阶段就开始介入, 参与对系统 EESR 的 A 版审查。调试队在系统接收后必须向生产隔离办公室提出系统移交隔离 (TOB) 申请, 生产维修人员现场检查, 确认系统 TOB 边界内安装完成, 符合设计图纸文件要求, 无设计不符合项, 没有安全、质量缺陷, 系统边界如阀门、电气开关隔离条件完善, 标牌清楚, 就可以接受隔离申请, 由生产部经理签署 TOB, 调试队才能开始对系统和设备进行各种试验活动。系统 TOB 签署之后, 一切与该系统现场实体有关的活动, 都必须申请和办理工作票, 如试验许可, 工作许可, 使用水、电、气许可, 流体传送许可等。在系统 TOB 签字之后, 调试队向维修部门提出系统移交维修 (TOM) 申请, 并提供支持文件, 包括竣工图、设备变更清单、保留项清单。维修部门分析检查, 确定维修工作开展可能性和接受范围。TOM 证书由维修部门负责人签署。在 TOM 签署之前, 设备日常维护由调试队根据需要分别提出, 维修部门承担预防性维修。单系统调试活动结束后, 调试队向生产部提出系

统移交临时运行 (TOTO)。生产人员要进行现场检查,当所有 I 类保留项清除完之后,由生产部经理签署 TOTO 证书,系统临时运行责任由调试队转到生产部门。TOTO 移交计划日期是根据总体调试进度目标日期,如核回路冲洗、冷试、热试、装料等,倒排其必要的系统最迟移交日期。

工程与生产的另一个接口是厂房移交。厂房移交的前提条件是厂房中绝大多数系统已完成 TOTO。工程施工管理部门要提前一个月向生产部门提出申请,生产部门组织有关专业进行现场检查和竣工文件审查,并提出检查意见,检查满意后由生产部经理签发厂房移交证书。土建移交过程结束以厂房移交证书、土建完工报告的签署为标志。制订移交验收标准对工程与生产接口管理十分重要。要建立一套完整的工作程序,明确移交工作中各方的责任、接口、工作过程、检查验收的标准。组织有关部门参与联合检查和专题会议,及时沟通澄清,提高效率。

电厂首次装载核燃料,工程管理部门必须提前一年向国家核安全局提交最终安全分析报告 (FSAR),获得国家核安全局颁发的装料许可证。堆芯首次装载核燃料,电厂的核安全责任由工程管理部门转移到生产部门。

6 核电项目建设中工程与调试生产准备的协调

核电站建造各阶段的项目管理不仅要重视工程建设,而且要重视各项工作对生产准备的支持,作为项目投资者的业主(核电)公司,对于上述两者的统筹兼顾,和谐协调,是项目成功建成及投产后机组长期、安全、经济、可靠运行的重要保障,生产准备不仅仅是建立生产指挥系统,制定生产准备大纲,质保大纲与各类规程程序,确定生产准备目标管理体系,进行人员招聘、培训以获得足够的持照人员,同样重要的是要组织技术骨干,跟踪与参与工程建设的全过程,建设的目的是为了生产,效益体现在一次投产成功和第一年及随后的满负荷、稳定运行。因此建设与生产准备要并重推进。国际上已有不少由于生产和基建脱节而造成重大损失的经验教训。

6.1 设计、制造阶段工程与生产的协调

在工程设计与主设备制造期间,负责项目管理的业主公司工程部或受业主公司委托的工程服务公司项目部要密切与生产准备部门合作,设计开始前将运行/维修等方面的经验及其要求及时转给设计院,通过沟通洽商及时修改。重点关注与安排生产准备的运行、维修技术骨干对下述工作的参与:

(1) 对于厂区总平面布置方案审查,要注意接纳关于生产办公设施、机修车间、应急中心、环境试验室等生产附属建筑、厂区入口主通道,应急公路(或预留)的走向等方面的合理意见。对于辅助生产设施的工艺设计或重大设计变更,批准之前要同生产方面适当进行协商。

(2) 核电厂主控制室的盘台布置及照明、通风、制冷设计要充分征求生产方面意见,对于全范围模拟机和分散式控制系统的台架验证试验,应有生产人员参与或见证。

(3) 安排、催促设计单位及时提交系统设计手册、总体运行文件、系统定期试验手册与供货方提出的设备运行维修手册等各类文件,以便生产部门能及时组织相应运行、维修规程程序的编制。

(4) 组织生产人员有选择地参与重要设备的监造,优选的设备部件包括主泵、蒸汽发生器、汽轮发电机、主变压器、燃料组件等及仪表和控制设备的关键组装工序,参加其中一些设备的出厂试验见证。

(5) 商定生产人员参加检修专用工具、设备的操作培训,对于专业性强而我方没有掌握技术的一些专用工具或设备,工程(或项目)部要与生产部门事先商议确定其操作方面的专项培训,包括赴制造厂或要求对方派遣专家进行培训,如反应堆压力容器顶盖遥控启闭装置,控制棒 Ω 焊缝自动焊接装置,主泵、应急柴油机专用拆装工具等。此类培训有时还组织安装承包商专业人员参加。

生产人员参与上述各项工作,应由项目(工程)管理部统一归口,对外的对口部门只能是一个,业主生产人员参与设备制造、出厂试验或培训,均需在相应的供应合同中作出规定。

6.2 施工、安装阶段工程与生产的协调

核电机组土建施工与设备安装阶段,生产人员也需及时参与跟踪、监督,特别是设备与附件的安装。安装仅进行一次,而运行、维修要覆盖核电站整个寿期,因此工程管理人员要认真研究生产人员的反馈意见,重点是:

(1) 安排生产人员参与重要起吊装置的荷重试验与标定,特别是核岛厂房重型环吊、装卸料机与燃料厂房桥吊、汽机房桥吊试验。

(2) 协调系统安装完工、厂房移交中生产部门提出的改进意见,特别是同投运后具放射性区域运行操作、巡视、取样便宜性有关的纠正措施,共同确定遗留项清理行动单与完成时限。

(3) 确保核岛设备,管道各类阻尼器、缓冲器(每台机组近 400 个)的安装正确,需要会同生产维修人员共同验证其油压,防止空气漏入。

(4) 共同检查所有设备、管件、电气仪控部件的临时标牌,对投运后其相应的名称、标识、尺寸、固定位置提出最终意见。

(5) 双方协商土建施工,安装竣工文件分阶段地移交与归档,由于调试中可能还会引起安装的少量修改,需事先商定划分各自的负责范围。

(6) 协调备品备件的入库安排,由于业主仓库具备较好的储存条件,而随设备到货的一些备品备件通常先存放在安装承包商的现场仓库,随着安装的结束,这部分备品备件需有计划地逐步移交业主。由于品种多、数量大,电厂通常还设置统一的条码标识系统,该项工作宜尽早进行,通常会延续到调试启动阶段。

6.3 调试启动阶段工程与生产的协调

现场最早进行的调试活动在施工安装阶段便开始,通常是作为备用电源的辅助变压器与生水(过滤)系统和化学水处理系统的调试,前者供电用于其后高、低压厂用电配电装置的单系统调试,后者供水提供设备、管道系统冲洗与分段水压试验,这些系统设备调试完成后,临时移交生产,进入临时运行。此外,生产人员必须参与各类重要设备、设施的单项试验,如前面提及的重型起吊设备的性能试验,装卸料机运作性能试验、装料水池与燃料储存水池不锈钢复面的密封性试验等,工程方面要综合生产部门提出的鉴定意见,责成供应、安装单位采取相应的纠正措施并及时清理遗留项。

从核岛整体联调主回路冷态水压试验开始,工程与生产的协调更为密切。但由于项目管理模式不同,工程与生产分工的界面各核电项目也有所不同,在采用业主负责项目管理模式时,存在以下两种方式。

6.3.1 由业主公司生产部门组织调试队伍的方式

作为投产后核电厂的运营单位,业主公司抽调生产人员组成执行核电厂调试任务的基本队伍,设备制造、供应商人员和工程(项目)部专业人员参与调试活动,但各项试验的协调、负责以及试验主管主要由业主生产部门人员担任。对于引进国外制造主设备、项目总承包由外方承担的核电建设项目,尽管调试由外方总负责,但所采用的调试与生产相结合的调试组织机构,充分利用了生产运行和检修的技术力量,国内秦山二期、三期核电站和田湾核电站基本采用了此类方式。

调试机构总体分调试技术、调试支持和调试执行三大块,职责分工明确,并引进了系统工程师管理模式,运行、检修人员负责调试执行,尽早熟悉系统和设备的各项特性,通过实践得到培训和锻炼,有利于投产后机组的安全、经济、可靠运行。

核电厂从冷试之后逐步进入机组系统联调,此时绝大部分系统、设备已由安装移交调试或临时运行,主控室已进入运行值班,由生产人员负责执行调试,对调试执行和运行操作配合容易沟通和协调。

6.3.2 由工程管理公司项目部(或业主公司工程部)组织调试队伍方式

由于核电厂的建造任务在机组投入商业(试)运行之日基本结束,之后的正式竣工验收通常转由营运单位组织,因此工程公司通常组织专业的调试队伍负责整个调试阶段的所有调试工作,设备制造商相应专业人员参加调试工作,生产人员主要负责联调期间相应的主控制室台盘与现场设备的启停操作,此类方式为国外大部分核电项目投资所采用,国内岭澳核电站二期采用此模式。大亚湾核电站、岭澳核电站一期则由业主公司工程部组建调试队。

此类组织方式使工程整体连贯性强,项目管理方与制造供应商、施工安装承包商接口清晰,有利于调试中出现问题所引起的设备返修、安装返工,以及所有遗留项目的清理。

由于调试队人员经过较为系统、正规的资质培训与考核,又有同类设备的调试经验,因此调试中工作效率高,配合默契,遇到异常或意外情况能较好地保护设备,此外,整个调试阶段工作的进度安排适合于推进标准化系列化有批量建设的核电项目,利于建立专业化的调试队伍。高效进行调试工作,但为了运行人员熟悉系统设备,也欢迎运行、维修人员尽可能多地参与。

6.3.3 整体意义上调试是工程对生产准备的支持

尽管调试队伍组建与负责执行的方式不同,但对于项目建设的调试活动本身,从性质上划分仍是核电厂建造的一个阶段。由业主公司生产部组织调试队伍进行相应调试工作,在一定程度上可视为对工程建设阶段调试部分任务的“分包”。即便是工程公司项目管理部负责调试,业主公司由工程部门还是由生产部门来对口,不同业主公司可能会作出不同的决策,但从工程意义上对生产准备的支持工作同样需要关注以下几点:

(1) 由于核电站对与核安全有关众多系统、设备的定期试验,其内容与试验频度有严格的规定,其中某些关键的定期试验如不能如期进行,必须向核安全当局申报延期并论证相应安全性,否则机组必须减荷甚至限期退出运行,因此在联调阶段工程应尽量安排必要的定期试验。

(2) 调试中工程部门应对运行规程的生效提供充分的验证时段,特别是对一些修改较大的运行规程,在全范围模拟机执行初步生效后,要抓紧在联调过程中进行实体验证。

(3) 对于核燃料到达现场,特别是首先装料装入反应堆压力容器后,作为核电站的营运者——核电(业主)公司开始承担核安全责任,装料试验,临界前、后试验,并网与升、甩负荷试验,机组性能考核试验的所有主盘操作均由持照的主控操作员执行,调试主管必须事先详细介绍试验目的、步骤并及时提醒出现异常情况下的应对措施。

(4) 对压力容器内表堆焊层、主焊缝、蒸汽发生器因康镍管涡流探伤与一回路主管路焊缝进行的役前检查结果和分析资料与工厂制造测试的相应资料进行对比、分析、完整移交生产;反应堆厂房安全壳强度与密封性试验结果与分析必须完整提交,以便进行首次换料、十年大修相应测试结果的比对。

(5) 采取种种措施降低主控制室噪声水平,对核岛各厂房小房间通风风量、降温进行最优化调配,为运行巡视创造良好的工作环境。

(6) 及时对机组性能试验结果进行分析、对比,对不符合性能保证值或不属于保证值又处于异常的运行参数向生产方面提出保留项处理意见,协商一致后向供货方正式提出。

(7) 组织好国际原子能机构(IAEA)、世界核运营者协会(WANO)及国内行业的运行前核安全评审,针对评审方提出的改进意见制订纠正措施,并提交项目部尽快组织实施。

项目建设阶段工程与生产准备的协调支持贯穿核电站建造的全过程。为了确保核电机组投产后的长期可靠运行,有些项目如广东大亚湾核电站与岭澳核电站,在性能试验结束后还专门安排了一次机组整治性小修,时间为两周左右,以进一步清理纠正调试中发现的缺陷,尽量减少虽不影响机组正常运行却须列入一年(或一年半后)首次换料大修的遗留项目。

7 核电工程竣工验收管理

竣工验收是工程建设的一个重要环节,根据《建设项目(工程)竣工验收办法》(计建设[1990]1215号)的规定:“凡新建、扩建、改建的基本建设项目(工程)和技术改造项目,按批准的设计文件所规定的内容建成,符合验收标准的,必须及时组织验收,办理固定资产移交手续。”

7.1 竣工验收的时间确定

根据《建设项目(工程)竣工验收办法》规定“已具备竣工验收条件的项目(工程)[注:商业核电厂试运行1年后视为‘已具备竣工验收条件的项目(工程)’],3个月内不办理验收投产和移交固定资产手续的取消企业和主管部门(或地方)的基建试车收入分成,由银行监督全部上交财政。如3个月内办理竣工验收确有困难,经验收主管部门(注:这里的“验收主管部门”应为发展和改革委员会)批准,可以适当延长期限。”

7.2 竣工验收的条件

(1) 完成2台机组1年期试运行。

(2) 业主公司主管单位提交竣工验收申请。

(3) 业主公司主管单位按1215号文件要求完成工程初步(单项)验收。

7.3 竣工验收的程序和组织

依据《建设项目(工程)竣工验收办法》规定,竣工验收可分为初步(单项)验收、竣工验收两个阶段。

7.3.1 初步(单项)验收

(1) 工程质量验收评定:由当地国家行业质量监督站负责。

(2) 营运组织及电厂运行文件：由国家环保总局核安全司负责。

(3) 工程竣工文件、图纸、资料归档：由国家档案局经科司负责。

(4) 环境保护设施：由国家环保总局核安全司负责。

(5) 职业卫生：由卫生部卫生执法监督司负责。

(6) 安全设施：由国家安全生产监督管理局二司负责。

(7) 消防设施：由国防科工委办公厅负责。

(8) 工艺系统设备及建安工程：由国防科工委系统二司负责。

(9) 竣工决算审计：由国资委统计评价局负责。

7.3.2 竣工验收

经单项验收符合设计要求，并由业主公司主管单位提交竣工验收申请报告后，由国家发展和改革委员会牵头成立由国防科工委、国资委、卫生部、国家环保总局、国家安全生产监督管理局、国家档案局、电网公司、业主公司主管单位及其他有关部门参加的竣工验收委员会会同建设、营运单位、施工单位、设计单位对核电厂进行竣工验收。

竣工验收合格后由竣工验收委员会负责签发国家竣工验收证书。

7.4 相关的法规和标准

(1) 国家计委《建设项目（工程）竣工验收办法》。

(2) 国家计委《国家重点建设项目管理办法》。

(3) 国防科工委《国防科技工业固定资产项目竣工验收实施细则》。

(4) 劳动部《建设项目（工程）职业安全卫生设施和技术措施验收办法》。

(5) 《中华人民共和国劳动法》。

(6) 《中华人民共和国安全生产法》。

(7) 卫生部《核设施放射卫生防护管理规定》。

(8) 卫生部《工业企业建设项目卫生预评价规范》。

(9) 《中华人民共和国环境保护法》。

(10) 环保局《建设项目环境保护设施竣工验收管理规定》。

7.5 竣工验收的整体思路

业主公司主管单位成立竣工验收专项领导小组及竣工验收办公室，竣工验收办公室在专项领导小组的领导下，承担竣工验收的有关工作。

竣工验收工作组织模式：先由业务主管部门组织进行专项验收，再按照建安工程和工艺设备2个大项组织专家组预验收，最后进行正式验收。

初验工作共分7个专项进行，由业主公司主管单位负责，有关工作在国防科工委、国资委、卫生部、国家环保总局、国家安全生产监督管理局和国家档案局等有关部门的指导下完成。在初验完成后，将初验报告和终验申请上报发展和改革委员会。由发展和改革委员会会同国家有关部门成立竣工验收委员会，并成立专家组，对工程进行正式验收。

7.6 竣工验收的组织机构

竣工验收办公室由工程和生产人员组成，按项目管理的方法，成立了文件编写、环评、职业安全与卫生、消防、档案、竣工决算六个项目组，实行项目组长负责制，各项目组对口负责相关专项验收文件的准备和验收会议的组织工作。参与竣工验收的人员大部分仍在原部门工作，但主要负责人集中到办公室办公，负责进行横向接口协调。各专项验收项

目组的成员，同时也是文件编写组的成员，负责独立编写或安排本部门人员编写竣工验收报告的相关内容。

7.7 竣工验收中介机构

单项验收过程中使用了中介机构，如委托省职业病防治院编制《职业病危害控制效果评价报告书》；省科学技术研究所编制《劳动安全竣工验收评价报告》；省环境与辐射监测中心编制《环境保护验收监测报告》；招标选定具有甲级工程造价咨询资质的会计师事务所为竣工财务决算审计单位等，突出了验收工作的客观性和真实性。

7.8 文件体系及其编写

核电厂工程规模大、建设时间长，工程涉及的领域很多，国家参与验收的部门较多，现场检查、资料审阅的工作量很大，验收时间非常紧张。材料准备要全面汇报工程建设和调试运行情况，既要讲成绩，也要讲问题，还要认真耐心地准备解答专家提出的疑问，使专家组和验收委员会工作更加有效，因此文件准备的好坏是关键。

文件准备的内容包括：竣工验收报告，竣工验收申请及相关文件，竣工验收多媒体汇报材料，全面反映核电厂建设历程的电视片，以及其他会议材料等。

竣工验收报告分综述和详述两个版本，报告围绕“竣工验收”和“创新”两个主题编写。竣工验收主题包括确保工程质量的各个重要环节、确保工程项目按时投产的各个环节、确保投资效益的各个环节、生产准备工作能适应投产的要求、试运行结果满足竣工验收要求、出现的主要问题及处理结果、工程建设和投产经验总结等；创新主题侧重于管理创新。

7.9 国家竣工验收

7.9.1 终验工作的主要内容和程序

(1) 成立专家组，派专家到工程现场进行重点检查。

(2) 国家竣工验收委员会的专家组对业主公司主管单位提交的初验报告进行评审，到工程现场实地进行重点抽查核实，并查阅工程档案、调试报告和试运行记录及有关资料，最后经讨论形成《验收委员会专家组的终验工作报告》，分别就以下主要方面进行评价：

- 1) 工程管理。
- 2) 核电厂安全与环境影响。
- 3) 生产准备和试运行。
- 4) 自主化和本地化。
- 5) 投资控制。

(3) 召开国家竣工验收委员会全体会议。听取业主公司主管单位的初验工作报告和调试、试运行情况汇报，听取验收委员会专家组的终验工作报告，委员会经过讨论，形成并通过国家竣工验收委员会的终验报告。

7.9.2 竣工验收委员会的组成

(1) 验收委员会主任单位：国家发展和改革委员会。

(2) 验收委员会副主任单位：国防科学技术工业委员会，国务院国有资产监督管理委员会，国家环境保护总局，国家安全生产监督管理局，省政府，业主公司主管单位。

(3) 验收委员会委员单位：国家发展和改革委员会，国防科学技术工业委员会，国务院国有资产监督管理委员会，国家环境保护总局，卫生部，国家安全生产监督管理局，国家档案局，电网公司，省政府，业主公司主管单位，竣工验收委员会专家组。

第2章 · 核电厂建设的前期工作

1 核电工程的项目策划

作为项目法人及风险最终承担者的业主，在项目开展初步可行性研究前就应开始项目策划研究，对该项目一些重大问题平行地进行深入、细致的分析，以便在初步可行性研究结束时能对该项目是否要深入进行前期工作作出最后判断。一旦确定要继续下去，必须将该项目的主要风险及潜在问题找准，并在可行性研究阶段进行定性、定量的专题分析研究，提出防范对策和措施，作出计划部署，将这些对策措施逐一落实到工程的后续阶段和相关环节中去。在项目执行实施的过程中，还要重点对其执行情况进行动态监控，对产生的新问题，抓紧研究解决，直至工程最后结束。这就是业主的工程项目策划和实施的全过程。总之，项目策划的目的在于：在前期决策中不容出现重大失误；并对项目执行中可能潜在的问题进行预测，并对拟采取的措施进行动态的监控、调整，达到控制风险、顺利建成工程的目的。核电工程项目的策划具有纲举目张之重要。

1.1 核电工程项目策划的重要性、必要性

相对于火电项目建设，核电工程最大的不同是在于其更为严格的核安全与质量要求，以及为此需要强化其质量、进度与投资控制，从而使得项目管理及质量保证制度特显重要。因此，核电工程存在下述几个主要特点，也是主要风险。

(1) 项目进度控制难度大，投资风险高。

核电工程投资较大、工期长、接口多、进度控制难度大，因此项目进度和投资风险均高。

目前，我国核电工程从选厂起，前期工程至少需3年，从浇灌第一罐混凝土起算，建造工期约5年；比投资约为11 000元/kW；限于国情，当前设备的采购模式，多以按部件采购方式分几百个包在国内外采购；施工上，主要靠传统的劳动密集方式在现场进行，高峰时可达近万人，远达不到国际上市场化操作、工业化工分工的标准，给项目管理和质量、进度、投资三大控制带来众多困难。进度和投资管理上风险是较大的。而百万千瓦机组延误一天的损失达数百万元。因此，在项目策划时，必须采用先进的项目管理体系；选用有经验、有资质的施工承包商。在前期工程阶段，将整个项目策划好，设计和主要设备采购要全部落实，设计出图需达到足够比例，施工各项准备就绪后才可以正式开工。否则，宁愿推迟正式开工日，也要将所有工作准备好。此外，初步可行性研究工作一定要达到应有的深度，以便发现并深入研究可能潜在的问题，不要将上一阶段的问题，留给下一阶段去解决。一旦发现潜在的难以判明的颠覆性问题，应果断停止。因为，一般可行性研究费用将达数千万元；征地移民费用将以数亿计。早发现问题，早做决断，损失将越少。相反，将重大潜伏问题拖到工程开工后，项目损失将难以估量。

(2) 工程质量要求高，安全监管严。

与火电厂不同，核电质量管理上须按照国家核安全法规

(HAF系列)和国际原子能机构核安全标准的要求，在选址、设计、建造、调试、运行和退役的每一个阶段，都要有质量保证(QA)大纲、健全的核质量保证体系并确保得到有效实施；对过程的管理还要有严格的质量控制(QC)程序，即要求工作过程和其产品不仅满足各项有关程序、规范、标准和质量的要求，而且整个工作系统也完全处于符合各项要求的受控状态。

在建设和试运期间，一旦出现核级设备、系统和运行操作的质量问题或事故(事件)，许可证持有者必须及时报告国家核安全监管部门，核安全监管部门就按法规要求介入。按质量保证要求，首先要查出发生质量问题或事故的根本原因，经验证确认，并经报核安全监管部门的审核认可，才可以进入事故处理的程序。而找不到原因之前，只能停工。这种严格的监管程序，对核电工程的质量管理提出了既高又严的要求，因为在工程建设阶段把不住质量关，一旦到运行、检修时暴露出来，涉及核级系统、设备，就只有停产待查，先查原因，待核准，再作处理。停产长达数月、造成巨额经济损失的例子不少。因此，在核电项目策划阶段，就必须考虑到未来可能承担核级系统、设备的制造供应商和施工承包商的资质，即使是合格的，也要强化业主的质保监管体系。更何况，在我国目前还处于核电国产化、自主化的进程中，不少供应商、承包商还缺乏资质或经验，按政策需对有关厂商进行扶持，这一方面更加大和强化了业主质量部门(QA、QC)的职责，另一方面厂商也需积极研究采取一系列确保质量安全的措施，做到既被扶得起，又能交出好产品，并通过工程建立起完整、有效的质保体系，培养出质保队伍，还培育起企业的核安全文化。这是当前推进我国核电国产化、自主化的业主和承建厂商难以回避的历史责任，也是面临的风险。在决定搞核电时，就必须面对，并在前期策划时研究措施来推进解决。

(3) 稳妥推进创新，慎重对待“首堆”风险。

鉴于核电的上述特点，因此以往国际的传统在新技术的采用政策上是较为保守的。往往火电已经成功地普遍推广采用的技术(如分散控制系统DCS)，核电才刚开始应用。但随着技术的不断进步，核安全法规修订提出的新要求和建设运行的经验反馈，都迫使核电即使在标准化系列里的核岛也要在技术上不断更新。在工程策划时，对各方面提出的技术改进项要认真分析筛选与稳妥决策。一旦确定选用，还要拟订专项计划，在执行中跟踪落实。一般采用技术改进项应该是：为满足法规新的强制性要求；技术成熟，并经过充分的试验验证；对核电厂安全性提高有较大贡献；对核电厂经济性有较大的效益；对提高核电厂可用率有明显效果。否则，不宜贸然采用。

为满足市场需要，核电正向着更安全、更经济的目标发展。因此，新一代堆型研发出来后的“首堆”(First of a Kind)的采用有时是难以避免的。但我们必须清醒认识到，“首堆”无论在建设期和运行期都客观存在着较大的风险，若建设“首堆”，业主在项目策划阶段，应对其可能风险作出详细分析和判断，慎重研究应对措施。如“首堆”缺乏建

设经验,调试时要对设计作一系列专门验证;建设周期会比预期长;运行、维护都有一个“婴儿期”,难免有各种失误,这些都可能导致巨大的经济损失。因此国际上,业主都要求与政府和研发的供应商共担风险。美国政府对建设的6台第三代“首批堆”,平均每台给予几亿美圆的财政支持。而研发的供应商通过“首批堆”建设不但可验证设计,更可为下一步批量推广积累资本。因此往往也会同意在技术支持上、风险共担上作出承诺,业主应通过合同谈判,取得其应有的承诺。此外,业主在“首堆”建设时,必须或力争在承包模式上采用“交钥匙”或“核岛交钥匙”的方针,让开发供应商承担更多风险;同时加强工程管理的监管,对开发供应商的建设过程每一个重要环节强化跟踪,及时暴露和解决问题;对业主自身分担的工作,尤其是生产准备和参加建设、调试、接产工作必须作出详细的安排,这些问题都应在项目策划时考虑周全、理清思路。一旦决策,全力以赴,以求将项目风险减到最小,实现三大控制的预定目标。

1.2 核电工程项目策划的主要内容

核电工程项目策划包括市场分析、堆型选择、主要技术参数确定、总进度设计、项目管理(承包方式)模式选择、融资方式、总投资估算、经济评价等。其中大部分内容与可行性研究报告相互覆盖。因此,业主的项目策划工作宜与项目的初步可行性研究平行开展。但部分课题要超出初步可行性研究的深度。目的在于项目申请前,业主就可以得出最终是否上项目的结论。鉴于决策者往往需根据经验或引用同类项目(参考电厂)的数据来进行一系列重大问题的分析和判断。因此工程策划的质量取决于策划者的经验。对于新参与核电投资的业主,宜聘请有经验的咨询顾问公司帮助进行工作。

(1) 市场分析。在市场经济及推进电力改革的大环境下,考虑到我国全面实现核电国产化、自主化前,核电比煤电发电成本还稍为偏高的情况,对市场的分析,不仅要考虑电力市场的需求,更要注意该地区的一次能源的短缺,能源结构优化的要求,以及今后一段时间内煤、气、油等价格趋势,还要注意该地区的环境容量、运输压力和该地区能源可持续发展等有关因素,从而判断该地区核电发展的可能性及发展规模。据此与当地电网共同对核电布局作出全面安排,得出初步结论,并向当地政府主要部门报告和取得对核电布局 and 电价的认可后,才能作为项目决策的依据。

(2) 堆型选择。反应堆是核电厂的核心设备。它的选择将决定电厂的总体布局、电厂的安全性和经济性,也影响到国家核电自主化、国产化的实施进程、相关工业的配置和布局。因此,核电技术路线的选择往往由国家主管部门站在国家政策的高度,经详细论证后确定。截至目前,国家已确定压水堆技术路线,在加速引进第三代技术的同时,续建一批二代加速技术的核电厂,以加快核电国产化、自主化的方针。在国家总的政策方针指导下,核电业主结合地区、市场和电网的特点来选择堆型及其功率水平。

核电业主作为承担核电运营的法人,有责任确保核电厂在长达60年运营期的安全经济运行。因此,对于新参与核电投资并准备发展核电事业的业主,在选择堆型时,需同时策划引入先进的核电项目管理模式、运行维修和培训体系,建立长远的技术支持力量,以利于今后安全可靠运营和持续发展。

(3) 核电厂主要技术参数的确定。一旦堆型确定,核电厂核岛部分的主要技术参数基本确定。我国已确定了推进国

产化、自主化、标准化和系列化的方针。因此,余下的核电厂技术参数主要为常规岛汽轮发电机组及其与核岛匹配的参数选择。

国内几大供应商在汽轮发电机组上都各有强项,可以充分展开竞争。策划时尚需注意:

1) 根据厂址的条件(特别是循环冷却水温度),充分优化机组的效率。

2) 做好与核岛的接口,尤其是在各种事故、瞬态工况下的匹配和衔接。对新参与核电的业主,宜先选定具有优良运行业绩的“参考电厂”。采取“参考电厂”政策,不仅可减少建设和运行的风险,更重要的是,可参照参考电厂提前进行工程组织、人员准备、招标准备、生产准备、模拟机制造以及派人到参考电厂进行培训,学习整套成熟的运行、维修程序和经验。这是国际原子能机构推荐的“良好实践”(Good Practice),值得在我国推广。

3) 做好项目总进度设计。项目建设总进度是未来对外所有主要合同的基础,对项目总投资有重大影响,是项目策划时要决策的重要内容。策划时有几个关键点要结合项目情况认真把握好。

首先,项目总进度包括两大阶段,国际上通常用的第一罐混凝土浇灌作为标志来划分,之前为工程建设前期阶段,之后为主体工程(后期)阶段。要处理好前期与后期的关系。国际核电工程建设经验表明,一定要做好前期全面准备工作,才开始浇灌第一罐混凝土,务必要求开始主体工程后就能按总进度规定的里程碑进度,逐个地按计划不停顿地进行下去,才能达到多、快、好、省的目的。在国外,前期工程安排有长达5年者,不仅要求完成大部分施工图设计,落实主要设备订货,而且要求施工单位已做好全面的施工组织设计,并作好多方面的计划接口协调,一旦开始主体工程,就完全按预定计划实施,所以,能将主体工程建造工期缩短到4年以下。采用“前期充分准备,后期缩短工期”的好处是,前期投入少,主要是设计和策划的力量,即使有些延长,经济损失并不大。而主体工程就不同了,主要投资已经投入进去了,上千上万的人员在现场,如准备不足出现问题,工程接口多,互相牵连,调整困难,必将造成严重经济后果。因此,前期准备不充分,宁愿推迟开工。

其次,对主体建设工期的决策,如何能做到恰当,符合实际,这是很重要的问题。本来可以短些却定得过长了,当然是很大的费用浪费;但若定得太短实际又做不到,超计划延长工期,那么工程的经济损失将要大几倍。因此,在决策工程主体总工期时,需在参考电厂原工期及其条件的基础上,结合本项目的实际,逐项进行对比分析,权衡利弊,以便科学地制定出一项数十亿元浩大工程的工期。通常在分析对比得出工期的基础上,还需适当留一定裕度。

再次,缩短主体工程总工期有着重大的经济效益,是项目策划时需认真对待的问题。国际上的趋势是:不断探索施工体系向模块化、专业化、集成化、系统化发展。其中采用模块化施工,将现场大量手工操作改为车间里的预制和组装;采用一切可能的措施,将土建与安装工作交叉、平行作业;或采用其他新技术、专业化分工等。但都需要提前做大量的组织协调工作。在前期策划时应尽早作出决定,组织设计、施工、安装三结合研究分析,并尽早落实到施工组织主体方案中,才有可能实现缩短主体工程总工期的目的。

4) 项目管理(承建/采购方式)模式选择。这是项目业主法人的最重要决策,对项目成败有重要意义。国际上较通用的有3种模式:“交钥匙”(Turn-Key Project),大块分包

(Package Approach), 部件采购 (Component Approach)。这3种模式的利弊都很明显, 需项目法人在策划时根据国内实际情况、结合自己的实际能力和特点, 进行代价和风险分析, 做出抉择。

a. “交钥匙”模式。适用于管理能力小或首次引进新堆型的业主, 将整个项目以一个固定价格及明确的工期要求全部委托给主设备供应商, 对电厂投运作性能保证 (Performance Guarantee), 并承担整个项目的全部风险。此模式下, 业主承担的风险最小, 双方分工职责最分明, 但付出的代价也最大 (一般要加付合同总价的30%以上)。我国的秦山核电厂三期工程, 由于第一次引进重水堆, 所以就采取了此种模式。如将项目交钥匙给工程公司 (AE) 总承包, 工程公司一般不承担性能保证的赔偿和工程的总风险, 其费用要低些, 业主对 AE 的监管也可加大些。此2种方式业主酌情选择。

b. 大块分包模式。适用于具有一定项目协调、组织管理能力的业主。将项目分割成若干个功能完整, 责任和接口清晰的功能包, 分别承包给有关的承包商, 要求各承包商对其所承包部分保证其供应完整、功能齐全和相关的性能, 并向业主承诺其承包部分的质量、进度、接口等达到合同要求和严格按业主的管理程序进行项目运作。而业主对整个项目建设的质量、进度、投资三大控制承担总责任, 并制定出相应的项目管理细则和程序, 对各承包商之间的接口进行管理和协调, 以确保项目按期、保质、有序地进行。在此模式下, 业主的职责具有一定的弹性: 功能包可大可小, 可多可少; 业主负责的总体协调和其他工作也可以请咨询顾问公司来协助完成。因此, 在最终确定具体方案之前, 业主可进行多方案论证, 通过代价、风险的详细比较, 尤其是对自己的实力做出准确判断后才做出决定。在此模式下, 业主通过接口和协调对各承包商实行相当程度的控制, 推进整个项目的三大控制目标的实现。但为此业主也承担了相应的风险。若项目总体协调管理不能有效, 或部分承包商的严重失误将导致工程延误和其他承包商要求索赔等严重后果。因此, 业主采用此模式前, 一定要对自己能力有充分估计, 对自己管理上的薄弱环节, 提前采取针对性措施。广东大亚湾核电厂建设时就采用了这一模式, 将整个工程分成核岛供应、常规岛供应、电厂辅助设施供应、土建施工、核岛安装、常规岛安装、电厂辅助设施安装和海工工程八大块, 并请法国电力公司作为业主顾问, 对整个工程项目进行全面协调和控制。我国台湾电力公司在龙门四厂核电工程上, 也采用了类似的模式。

c. 部件采购。该模式使用于具有建设全过程控制能力的业主或经外聘项目管理顾问协助后具有此能力的业主。据各国的工业体系不同, 可将核电工程项目按系统、设备、部件切成几百个甚至上千个采购包, 通过招、投标, 分别选定供应商、承包商。然后, 各供应商按业主统一制订的详细工程进度计划进行设备制造, 并运到现场, 由安装承包商安装。主要设备供应商还需按业主要求, 或负责安装监督, 或参与调试。因此, 要求业主具有对设计、采购、制造监督、运输、安装、调试等建设全过程各环节的全面组织协调能力和驾驭这个复杂系统建造的全过程, 并实现整个项目的三大控制的目标。在此模式下, 业主将直接承担整个工程由于技术、管理、协调不良而造成的质量、进度、投资等全部风险。因此, 业主的风险是最大的。当然, 掌握得好, 代价也是最小的。一般情况下, 业主是依靠自己的或在有经验、信得过的工程公司 (AE) 全力支持下来实现项目管理

目标的。我国的秦山核电厂二期工程、岭澳核电厂二期工程即采用了部件采购模式的项目管理。

5) 项目的融资方式、总投资估算、经济评价等都是项目策划阶段决策项目的重要内容。由于这部分内容与火电的大致相同, 本文不作详述。

6) 自主化、国产化中面对的问题。当前, 我国对百万千瓦级或下一代压水堆核电技术尚处于引进、消化、吸收、创新的过程中, 二代核电技术虽已基本掌握, 但仍处于全面国产化、自主化的进程中。每个项目在建设过程中, 可能遇到不同的问题: 如某些设备供应商、施工承包商的资质不足, 尚需扶持的问题; 某些核级设备刚刚研制成功, 还需在工程上进一步验证问题; 不少国外材料需转由国内材料代用问题; 国外标准向国内标准转化问题等。在项目策划时, 业主需预见到这些潜在的问题, 逐个分析研究, 提出相应措施和对策。既要积极研究大力推进核电自主化、国产化以提高核电经济性的任务, 也需考虑为确保电厂顺利建成和长期安全运行可能采取的措施和对策, 并在执行实施过程中, 加以动态监控, 重点关注。只有“预防在先”, 才可能将潜在的风险和问题降到最低。这是当前核电项目工程管理上遇到的最常见、最多, 往往也是最棘手的问题。

2 核电前期工作网络进度和关键路径

从项目筹备机构成立, 到核电厂主体工程开工为工程前期阶段。前期阶段时间为3~7年, 不同的核电工程差别很大。核电前期进度管理工作之难是难在不确定因素多, 计划难以编制, 进度难以控制, 这在国内和国外皆有相似的情况。在中国, 核电项目是大型投资项目, 又涉及核安全和环境保护, 项目开展工作, 需经政府多个部门审批, 国务院核准。如需进口国外先进核电技术或设备, 还受国际政治经济关系影响。在外国, 核电项目厂址, 倍受地方政府和公众社区对核安全和环保态度的影响, 要做大量论证和说服工作才能通过。核电技术在不断发展和改进, 但由于研究、设计、建造工期长, 造价高, 应该如何满足国家核安全法规和环境保护要求, 能否采用先进技术, 降低造价, 提高经济效益, 这需要在政府、公众、业主、设计等单位之间, 作大量的工作和利弊的权衡, 因此前期所花费的时间往往比建造工期长, 这期间所确定的工程技术方案、合同模式、管理体系是决定核电项目质量、进度、投资的关键。国外核电厂业主都十分重视前期准备工作, 在开工和投产许可的条件下, 前期进度安排给予较长时间, 作好多方案充分论证和施工准备, 以达到工程建设技术、安全、质量、进度和投资最优。而放宽前期准备时间, 增加的投入主要是少数智囊的酬金和研究费用, 这种投入是很值得。例如, 日本新建的大阪3、4号压水堆机组, 建设工期仅4年半, 而前期工作却花了6年时间。

编制前期工作网络进度方案很多, 时间差别可能很大, 取决于厂址条件、核岛技术路线、合同与采购模式、电厂投产期望时间。如果采用成熟的核电技术, 有参考电厂, 设计工作仅是翻版加少量成熟的技术改进, 厂址条件也无颠覆性问题, 则前期工作在技术方面不确定因素少, 工作网络进度安排可以比较紧凑, 工程有望尽早开工。如果核岛技术是自主研发, 属于原型堆, 或重大技术改进未经验证, 设计工作深度不够, 还未做过详细施工设计, 则编制前期工作进度的未知数多, 方案设计、初步设计、施工设计工作量大, 前期进度安排的时间须较长, 合同与采购模式对前期工作进度影响也很大。由于中国建设百万千瓦级核电厂的设计和装备未完全自主化, 某些关键技术和设备还需要从国外进口。国际

上,核电技术或设备成套供应商很少,进口合同采购,通过招标难于形成竞争局面,不得不采用邀请招标或议标形式,这种方式,招标方很难仅仅通过投标书评审,确定中标商。核电技术和设备进口,在技术、技术转让、国产化、价格等问题上,供应商的响应比较怠慢,谈判比较艰难,花费时间较长。

这里,以技术成熟,采用自主设计、部件采购模式、有参考电厂的滨海核电厂为例,说明制订核电前期工作进度和分析关键路径要点。

前期工作通常需要编制前期一级进度、前期二级进度和一些专项进度。前期一级进度是前期工作总进度,包含前期工作关键路径的活动,用于前期各项主要工作启动和目标控制。前期二级进度是一级进度的细化,并包含了前期全过程非关键路径的活动。专项进度是局部工作进度,如可研报告编写、土石方工程、海工、水库、220kV供电、采石场、混凝土搅拌站、混凝土实验室、办公生活区建设、设计采购计划、合同谈判等。

编制进度计划包含三要素:活动、逻辑关系、活动持续时间。编制前期一级进度首先是确定核岛第一罐混凝土日期,即首台机组核岛主体土建开工日期。常用正向和倒推相结合的方法确定该日期。正向估算考虑的因素是:从国家发文开展前期工作到第一罐混凝土,约需要2年,从政府批准征地红线图到第一罐混凝土约需要25个月,从主要设计供货合同签订到第一罐混凝土至少需20个月。倒推方法是考虑总工期和主要设备订货日期:如总工期58个月,从主要设备订货到第一罐混凝土需要13个月。核电前期工作和主体工程典型进度关系见图3.2-1。

在前期阶段中,主要工作有五个方面:执照申领、设计采购、厂址准备、施工合同招标、组织建设。前期工作网络进度和关键路径简图,见图3.2-2。

(1) 执照申领方面,首先要开展总体策划,选择核电厂的技术路线和厂址,拟定建设方案,进行投资估算和资金筹措,编写初步可行性研究报告,业主组织专家评审;完成项目建议书的编写,报国家发展和改革委员会同意开展工程前期工作。然后开展厂址地质、地震、水文、气象等方面勘测,研究工程技术方案、主要设备和核燃料采购供应的技术指标、工程建设组织和进度计划,进行投资估算和经济分

析,编写可行性研究报告、项目申请报告,由国务院核准立项。编写初步安全分析报告、设计阶段环境影响评价报告、设计和建造阶段质量保证大纲,报国家核安全局评审,并提交《核电厂建造申请书》,获得国家核安全局颁发的建造许可证。

执照申领的关键路径是必须在核电厂厂址选定前6个月向国家核安全局提交《厂址选择安全评价报告》;在有资质的专业咨询机构评审通过《核电厂可行性研究报告》之前,必须取得国家核安全局《核电厂厂址选择审查意见书》。《核电厂建造许可证》申请,必须连同《初步安全分析报告》,在厂址选定后、开始核岛第一罐混凝土浇注前12个月向国家核安全局提交。厂址选择,需通过区域地质构造和地质地震研究,厂址区工程地质踏勘、钻探和岩土试验,对地质稳定性、地基条件、环境地质作出评价,确定无颠覆性问题,这些工作约需要6个月的时间,也要考虑运行冷却水源、运输条件、电网布局、人口分布和周围环境设施等选厂条件。可行性研究报告内容广泛,包括项目建设的必要性、规模、厂址条件、设备选型、接入系统、建设模式、投资融资、经济分析等。编写可行性研究报告约需16个月的时间,需要收集主要系统设备潜在供货商数据和资料,也需要对水文、气象、海洋潮流和生态、人口分布等进行专题调查,对取、排水进行物模和数模实验。气象和海洋调查需要经过1年的测试,以获得春夏秋冬四季的数据。还须得到厂址所在省市地方政府和各有关部门关于征地移民、海域使用、淡水资源开发、温水和废水排放的批准文件,以及电网接受电量、上网电价承诺函;也要编写消防、劳动安全、职业卫生专篇,分别经国防科工委、劳动人事部、卫生部审查通过。可行性研究报告须经有资质专业咨询机构评审通过,作为项目申请报告的附件,上报国家发展和改革委员会,由国务院核准立项,这是核电工程与外商签订设计供货合同和贷款合同的前提,也是中华人民共和国商务部批准进口合同生效和国家核安全局颁发建造许可证的依据。

(2) 设计采购方面,首先要进行电厂规划和总体设计,确定电厂建设规模、关键技术方案的,采用的法规、标准、规范、技术规定、设计管理程序。研究核安全和技术经济指标,确定总体设计准则与布置准则。进行陆地、海域地质勘测,查明厂址地质构造、岩土分布和岩体风化特征,确定地

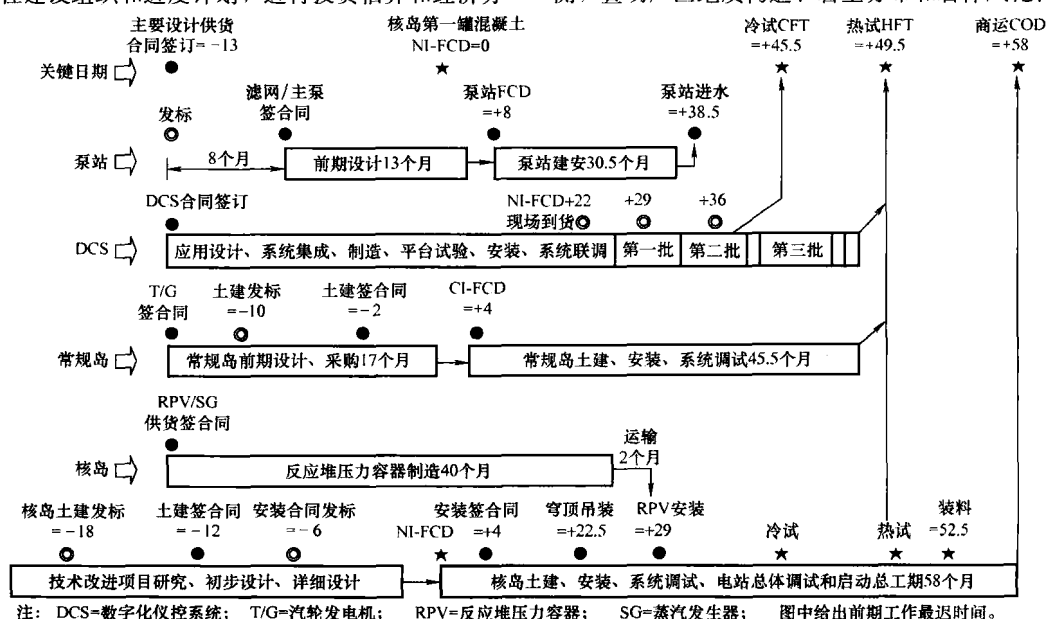


图 3.2-1 核电前期工作与主体工程典型进度关系

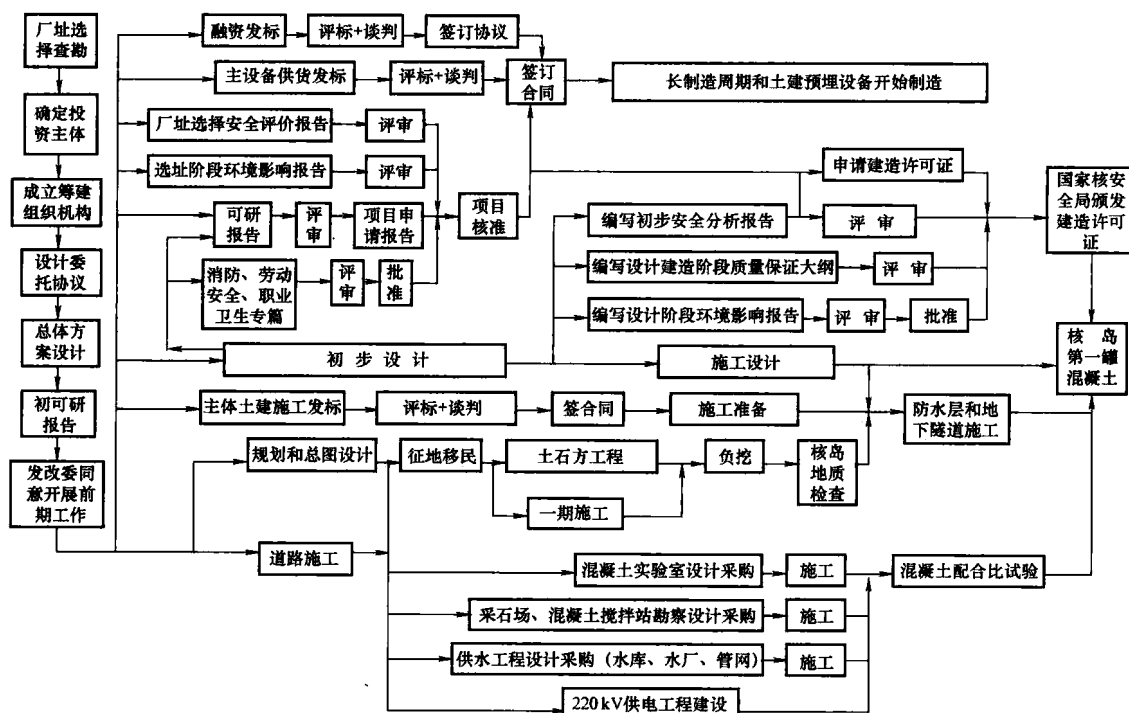


图 3.2-2 核电前期工作网络和关键路径

基岩土设计参数、核岛定位，优化总平面布置，更新出版电厂总平面布置图。出版负挖图。根据地质、地震、水文、气象的调查分析结果，编制出版与厂址有关的设计基准。根据总体技术方案，确定设计总参数。完成主工艺系统和主要配套设施的方案设计。进行辐射分区，防火和消防，全厂管网和电缆图设计，瞬态分析，事故分析。

开展初步设计。进行堆芯物理设计、反应堆热工水力设计、屏蔽设计；进行系统设计，编制系统流程图，计算工艺参数，列出主要设备清单，编写技术规格书，按三阶段分别出版系统设计手册各章节。有关设计院之间和不同工种设计工程师相互提设计接口资料。设计接口管理，对控制前期设计进度十分重要。必须及早建立设计接口控制手册数据库，跟踪和催促接口及时提交和审查，及早关闭，保证各项工作按计划完成。建立 3D 设计模型，进行厂房设计。建筑工种出作业图。主工艺系统进行设备和管道布置，出版厂房总布置图。各工种进行设备、管道、通风、主电缆托盘布置。各专业按子项、分区、标高进行厂房布置综合。出版厂房详细布置图。向土建提供设计接口图。编制初步设计概算。制订设计采购三级进度。建立设计文件目录数据库，不断补充完善。

组织设备采购。进行核电重要非标设备设计。编制主要设备供应合同招标规范书，完成招标、评标和签约。全面开展设备和材料采购订货。开始反应堆压力容器、蒸汽发生器等长周期设备以及土建早期预埋罐的制造。

开展结构力学分析。土建根据主厂房接口图提供的重型设备布置、厂址地质动态参数、地震加速度时程和场坪标高，进行抗震分析，计算楼板反应谱、厂房之间地震位移和地震加速度，确定主设备基础的尺寸，向主设备供货商提供分析结果资料。楼板反应谱对设备选型和管道力学计算有重要影响。抗震分析，计算楼板反应谱约需 3 个月时间。

各工种开展施工图，出版部分土建施工图。工程初期最急需的施工图是：1 号塔吊的基础施工图；接地线埋设布置图；反应堆厂房预应力廊道施工图；核岛主要厂房筏基和

临近的技术廊道模板图、配筋图。对于无参考电厂的原型机组，主体土建开工前，应完成首台机组 90% 的施工设计。而有参考电厂的项目，因为已经走过整个电厂设计全过程，三边工程的风险较少，为了缩短前期设计时间，只要提交施工图纸满足现场施工要求，工程也可以开工。设计采购工作网络图见图 3.2-3。

对于有参考电厂的项目，设计采购的关键路径是：主要技术改进项的论证和技术参数的确定；关键设备反应堆压力容器、蒸汽发生器、主泵、数字化仪控设备、汽轮发电机组等的采购招标订货；电厂总体设计。重要技术改进项论证的深度和结果，影响可行性研究报告和初步安全分析报告的编写和政府主管部门的审查批准，也可能影响关键设备的采购进度。反应堆压力容器制造周期很长，从订货到出厂发货 FOB 需要 40 个月，蒸汽发生器需要 42 个月，运输 2 个月。对于施工总工期 58 个月的机组，百万千瓦级压水堆的压力容器安装时间，通常安排在第一罐混凝土后 29 个月，这些关键设备订货，要早于第一罐混凝土日期前 13 个月，对于总工期 62 个月，也要早于第一罐混凝土前 10 个月，才不影响现场按期安装。

数字化仪控设备设计制造也是一条关键路径：通常要经历总体设计、应用设计、软件和硬件开发集成、制造、平台试验、现场安装、调试启动等过程，花费时间较长。其中应用设计要等待工艺系统设计后，提供工艺流程、设备清单、控制要求和逻辑图、控制方程，才能编制控制功能图、控制算法、电厂运行画面、数据曲线，编写运行程序和报警信号表单，以及电厂总体运行程序和事故后执行程序，这个阶段花费时间最长，约 3 年。软件和硬件开发集成，要设计和组合各种自动控制单元、输入和输出模块、显示画面，生成软件代码，编写试验程序和功能验证生效程序。平台试验中，要进行硬件、软件出厂验证生效和验收试验。尽管数字化仪控系统可以分期分批设计、开发和交货，以缩短建造工期，但由于它是集成度很高的控制系统，分批是很有限的，通常只分成 3 批，即用于电厂电气和公共服务系统、冷试前需要

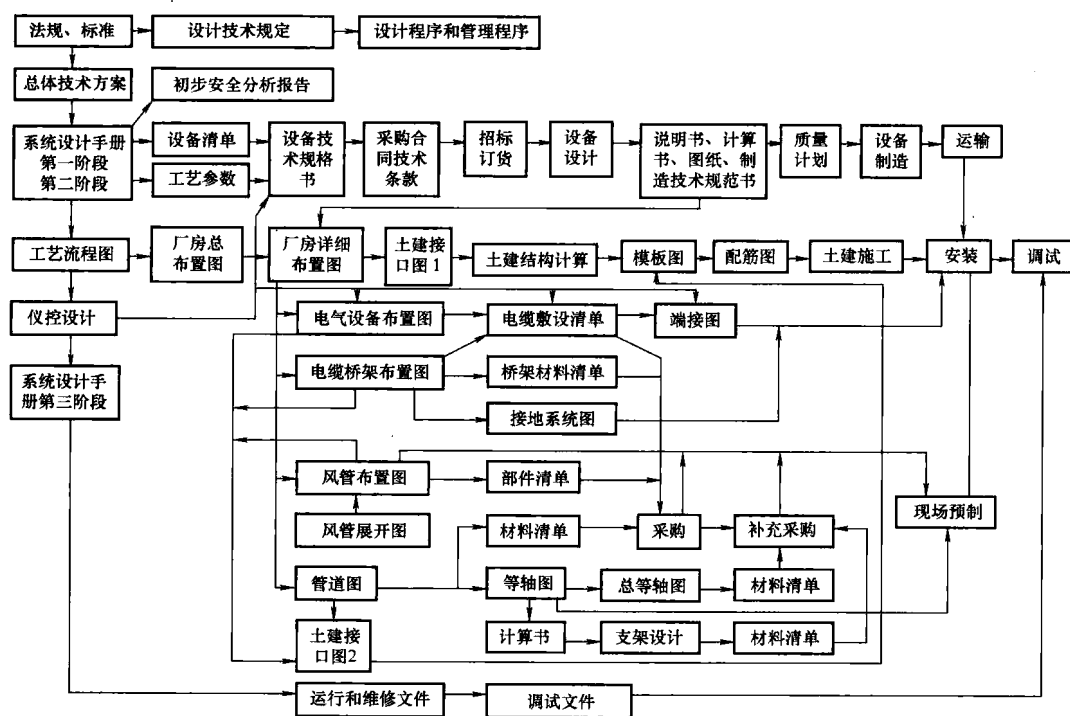


图 3.2-3 设计采购工作网络图

的系统、热试前需要的系统。

(3) 厂址准备方面,要开展征地移民、厂址土石方开挖、一期海工、现场施工供水、供电、通信和道路建设;完成主厂房和地下廊道负挖,停止现场大规模爆破;现场临时办公和生活设施建设;安全保卫围墙建设。

关键路径首先是征地移民→土石方开挖→一期海工→负挖→停止现场大规模爆破。征地移民要得到地方省市政府的批准,确定蓝线图。土石方工程设计,关键是确定开挖边界和场坪标高。开挖前,要作好厂区总图初步设计,防止开挖边界的变动,造成再次爆破预裂钻孔而拖延工期和增加费用。确定场坪标高,需要结合可研工作,预先作好台风和最大风暴潮调查分析,确定可能最大风暴潮增水数值。土石方开挖通常与一期海工同时进行,修筑防波堤,同时做好土石方平衡设计,避免二次搬运,既缩短工期,又节省费用。为此海洋调查、钻探、海工初步设计要先行。扭块也要同时预制和安放,以抵抗海浪冲刷,保护防波堤的安全。核岛负挖后,国家核安全局要进行基坑地质检查,发现问题要进行适当处理,才能移交主体土建施工。停止现场大规模爆破是为了防止在主体工程近距离爆破,产生强烈振动对混凝土施工质量的影响。土石方工程工期主要取决于土石方工程量,也同施工单位的力量有关。一般月产量40万m³。核岛负挖需6个月,必须在第一罐混凝土前5.5个月完成,其中1.5个月用于地质检查和基坑处理,4个月用于地下廊道施工。

现场供水工程工作,对于双机组核电厂,施工高峰,每年消耗淡水量约120万t,其中施工用水占2/3。对于规划建设6台机组的厂址,研究兴建有效库容500万m³以上水库是十分必要的。从地质勘察、设计、施工合同招标到水库竣工,需2年时间。同时要修建水处理厂和管网,包括自来水厂和污水处理厂的设计、设备采购、施工招标和调试投产。现场供电工程,需要修建220kV线路和变电站,通常交给电力建设公司总包。从编制输变电工程可行性研究报告,获得有关部门批准,到工程招标、勘察设计、施工、调试投产,约需28个月时间。

(4) 施工合同招标和施工准备工作。关键路径是编写核岛土建施工和安装合同招标书,进行招标、评标和签约;完成主体土建采石场、混凝土搅拌站、钢筋厂、钢结构车间等临建设施建设;完成混凝土实验室建设和混凝土各种配合比实验;土建施工承包商要编制施工组织设计,报业主评审;完成部分地下廊道结构混凝土施工。编写施工招标书,设计部门必须提供合同范围、工程量清单、施工技术规范要求和标准图纸等资料。若初步设计未完成,可采用参考电厂的资料。发标前,要对潜在承包商进行资格审查。发标后,要安排投标人到现场考察,回答和澄清问题。从发标到合同签订,时间约6个月。采用议标,所花时间要长。如果采石场、混凝土搅拌站在土建合同范围内,核岛主体土建施工准备工作,从合同预中标通知,到第一罐混凝土,至少要14个月时间。这期间,不仅要组织各级领导班子,人力动员,还要进行施工组织设计;不仅要采购采石场、混凝土搅拌站设备,还要采购吊车、混凝土布料机、运输车辆、其他施工机具和材料,特别是钢筋、水泥、模板、地下防水材料、预埋仪表和预应力张拉承压板。这些机具和材料采购供货周期长,而开始使用的时间早。为了缩短土建施工准备时间,业主可以先负责采石场和混凝土搅拌站的建设,然后移交土建承包商负责运行生产,从设计、采购、土建、安装、调试到投产,约需要13个月。混凝土实验室建设需尽早开始,尽早可用,以便有足够时间进行混凝土各种配合比试验。混凝土实验室建设,从设计、设备采购,到土建、安装、调试可用,需要11个月。混凝土配合比试验所花时间较长,需4个月以上。在第一罐混凝土前,需要安排4个月时间,用于完成地基防水处理、打垫层和反应堆厂房预应力张拉的地下廊道施工,以及筏基钢筋绑扎。

核岛安装合同签订也是一条关键路径。承包商需要1年以上时间进行生产、生活临建设施建设,机具采购,技术文件准备,人力动员,还要配合土建进行预埋罐吊装。对于58个月工期,核岛管道预制和安装分别在第一罐混凝土后16个月和18个月开始,因此核岛安装合同签订应不迟于第

一罐混凝土后4个月。从合同发标到合同签订,约需要10个月。核岛必须在第一罐混凝土前6个月发标,而标书编写和发标准备另需要8个月。

(5) 组织建设方面,关键路径是组建核电项目公司;开展项目总体策划,确定项目投资主要目标、合同和项目管理模式;开拓融资渠道;建立运作机制,制订规章制度和管理程序;进行人员招聘和培训;全面研究工程建设计划,确定工程总进度目标和关键里程碑,编制工程一、二级进度;建立工程管理信息系统。核电项目公司通常是股份有限公司,项目合资建设和经营原则、资金筹措、组织机构设置和人员组成,需要各方协商确定,项目公司应尽早成立。项目总体策划,合同和管理模式选择,运作机制建立,需要及早实现,这些是主要设计、采购和施工合同标书以及可行性研究报告编写的依据。工程管理信息系统的建设,需要及早投入使用。其应用软件功能模块多,软件开发合同和管理模式、运作机制密切相关。信息系统总体设计、各应用软件模块的需求分析和编程,需要较长时间,是一项工作量大又十分紧迫的基础设施建设。项目建设委托有资质的专业工程公司负责,是解决项目组织建设关键路径的好办法,可以使得各项工作比较规范,并能及时开展和有效运作。

3 工程立项、初步可行性研究与可行性研究

3.1 执行核准制后核电厂前期的审批过程

2004年7月19日,国务院下发了《关于投资体制改革的决定》(国发[2004]20号)(以下简称《决定》),其中一项重要的举措就是,改企业投资项目的审批制为核准制和备案制。对核电厂前期建设工作产生了重大影响,与发布《决定》之前相比政府在核电厂建设中的功能有较大的改变。

《决定》要求,今后对企业不使用政府投资资金的建设项目,一律不再实行审批制,政府只对其中的重大项目和限制类项目进行核准,对其他项目实行备案制。随后,国家发展和改革委员会分别于2004年8月6日和9月15日颁发了《关于投资体制改革决定颁布后近期国家发展和改革委员会关于投资项目核准或审批的若干工作意见》(发改办投资[2004]1327号)和《企业投资项目核准暂行办法》(发改令[2004]19号),对核准制进行了具体规定。根据上述有关规定,核电厂建设项目由国务院核准。

企业只需要向政府部门提交项目申请报告,获“核准”后即可视为工程立项,不需要经过政府批准可行性研究报告,初步设计等审批环节。以前的审批制,政府既从社会管理者的角度,又从投资所有者的角度审核企业的投资项目,发布《决定》后,政府在项目前期建设工作的管理方法是采用“核准制”,政府角色是单纯的宏观社会管理者,即政府从社会和公共经济的管理者角度来审核企业的投资项目,对于企业提交的项目申请报告,从维护经济安全、合理利用资源、保护生态环境、优化产业结构、保障社会公共利益、防止垄断出现等方面来进行项目建设的核准,不再对属于企业内部的责任如项目的市场前景、经济效益、资金来源和产品技术方案等进行干预。

新的投资体制强调“谁投资,谁决策,谁承担风险”,因此,尽管实行项目核准制后政府只审核项目申请报告,但从投资者进行决策的角度来看,还是需要编写初步可行性研究报告、可行性研究报告、初步设计文件、开工报告等文件。此外,新的投资体制加大了银行对贷款承担的风险责

任,银行在审查贷款时也会要求得到项目可行性研究报告等文件。

根据国务院20号文和发改委1327号文规定,核准制实施后,不再受理项目建议书、可研报告和开工报告等,但这些报告今后仍不可缺,将由董事会和贷款银行审核批准。在目前由审批制向核准制过渡时期,发展和改革委员会受理项目建议书备案后,会发函给业主,同意开展可行性研究工作。当前实际过程见图3.2-4。

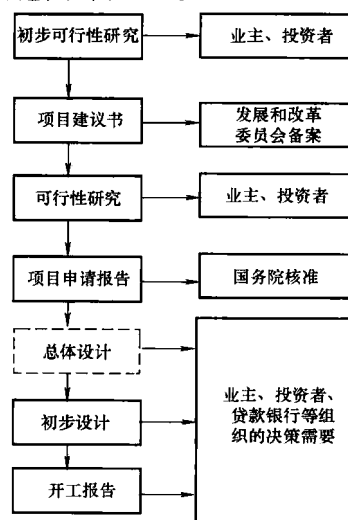


图 3.2-4 “核准制”下核电厂前期审批过程

下面介绍核电厂前期与工程立项紧密相关、需要由业主完成的几项主要工作:初步可行性研究、可行性研究与项目申请报告的编写。

3.2 初步可行性研究

初步可行性研究的基本任务是在电力发展规划和工程项目投资机会研究的基础上,通过搜集资料和调查研究,分析论证核电厂建设可行性所涉及的主要问题与条件,为编制工程项目建议书提供依据。关于初步可行性研究的内容和深度执行原电力工业部《核电厂工程建设项目初步可行性研究与可行性研究内容深度规定(试行)》(1996年11月13日电计[1996]737号)的规定。

3.2.1 初步可行性研究的任务

(1) 研究拟建核电厂在国民经济、一次能源平衡和电力系统发展中的地位 and 作用,论证其建设的必要性。

(2) 拟建核电厂的选址过程应从区域筛选开始,并应论证推荐区域和被否定区域的因素。

(3) 在推荐区域内筛选出2个或2个以上的候选厂址;按核电厂厂址选择的有关规程和规定的要求,在充分搜集现有资料、调查研究、必要的勘测工作以及环境影响分析的基础上,评价候选厂址的特征和建厂条件,排除厂址颠覆性的因素;在安全、经济和技术的综合比较基础上排列可行性的候选厂址的顺序,推荐1个或2个优先候选厂址。

(4) 设想工程建设方案,拟订建设总规模和分期建设方案,初步选择核电机组类型和单机容量,探讨设备供应方式与工程管理和建设模式。

(5) 对可供选择的工程方案进行投资估算和经济效益分析及社会效益评估,拟订建设资金筹措、贷款偿还的初步方案,推荐优先的工程建设方案。

(6) 提出在可行性研究阶段应重点研究的问题和建议方案。

3.2.2 报告的内容和深度

(1) 概述。

- 1) 本项目的任务依据、范围和初步可行性研究的目的。
- 2) 委托方和受委托方的组织背景, 受委托方的资格审查情况和参加成员简况。
- 3) 工作过程。

(2) 电力系统。

1) 叙述拟建地区国民经济、能源和电力系统的现状及发展规划、分析该地区能源平衡、电源布局和电力电量平衡, 说明建设核电厂的必要性。

2) 拟建地区分区电力负荷和电力平衡, 论证本核电厂在电力系统中的地位和作用及电源布局的合理性。

3) 核电厂不同厂址接入系统方案及配套的输变电工程方案设想和工程量估算。

4) 根据本电力系统的电源结构和电网特点, 考虑核电厂的运行方式及对电网的影响。

(3) 厂址选择。

1) 选址工作概况: 简述选址依据、厂址筛选经过, 扼要评述所选过的各个候选厂址的基本特征和建厂条件, 在综合比较的基础上, 排列候选厂址的顺序, 推荐可供选择的2个或2个以上的候选厂址。

2) 候选厂址的概况: 地理位置、地形、地貌、气候、80km范围内人口分布和城镇分布, 以及厂址附近的名胜古迹、文物、工业设施、机场、军事设施等。

3) 地质、地震条件: 以搜集现有的地质、地震和地球物理资料为主, 辅以必要的厂址现场勘测工作, 对候选厂址的地质、地震条件合格性作出初步评价。应根据地震构造和地震活动性评价厂址区域范围内的地质、地震特征及厂址所在地区的区域地壳稳定性; 对影响厂址合格性所涉及的关键问题, 如发震构造、能动断层等作出初步评价; 根据《中国地震烈度区划图(1990)》初步确定地震厂址区的地震基本烈度; 对厂址的地震动参数SL-2的高值作出初步估算; 并提供为候选厂址进行比选、综合分析和评价所需的初步工程地质资料。

4) 水文气象和供水条件: 搜集各候选厂址地区的水文气象特征资料, 分析洪水淹没厂址的可能性和极端气象事件对厂址的影响, 研究冷却水取排条件和工艺用水、生活用水的水源条件, 特别注意分析核电厂安全用水的可靠性。

5) 交通运输条件: 调研各候选厂址地区的公路、铁路、水运交通运输的现状和承担核电机组大型设备的运输能力, 提出交通运输设施(公路、码头、专用铁路等)及可能的应急通道方案, 对交通运输条件困难的应作专题论证。

6) 厂址总体规划: 根据各候选厂址的场地条件和核电厂的工程组成作出初步的厂址总体规划和可能的建设规模。

7) 厂址安全评价: 根据核电厂厂址选择安全规定和有关导则的要求, 对各候选厂址作初步安全评价, 判断其可接受性。

8) 综合比较和评价: 对各个候选厂址的自然、社会条件和需要采取的工程措施, 按核电厂厂址选择要素, 全面的综合技术经济比较, 并列给出比较结果。在此基础上排出候选厂址的顺序, 推荐1个或2个优先候选厂址, 提出在可行性研究阶段厂址工作的建议。

(4) 工程方案设想。

- 1) 建设规模、工程项目组成和分期建设设想进度。
- 2) 工艺选择, 包括堆型、单机功率、环路数、设计标准及参考核电厂等。

3) 拟选用的核岛和常规岛的简单描述, 主系统、设备参数。

4) 初步的总平面及竖向规划布置、工程建筑项目构成, 主要建筑物的特征。

5) 防洪及供水排水方案。

6) 交通运输方案。

7) 与电力系统的连接方案, 与电力系统安全调度的配套方案。

8) 设备器材供应方案。

9) 核燃料供应和核废料处理方案。

10) 工程管理、建设模式及实施计划设想。

(5) 环境保护。

1) 根据厂址特征资料和参考核电厂排出物放射性源项资料, 初步评价核电厂正常运行和事故情况下对周围居民和环境的辐射影响。

2) 初步分析核电厂温排放对水体的物理影响和生物效应。

3) 初步分析厂址周围环境对核电厂的可能影响。

4) 分析厂址外围地带实施应急计划的可行性。

5) 提出采取的环境保护、治理措施的初步设想。

(6) 投资估算和经济分析。

1) 根据厂址条件、工程管理、建设模式、资金筹措、融资条件、机组选型和工程方案, 作出核电厂投资估算(含基础价、固定价和建成价), 并计算发电成本, 上网电价和经济效益指标; 对经济效益有较大影响的参数要进行敏感性分析。

2) 对需进口设备和利用外资的建设项目, 研究并提出外汇平衡和外汇偿还的可能方案。

3) 根据核电厂接入系统方案的设想, 对接入系统方案和配套的输变电工程费用作出估算, 必要时计算到销售电价。

(7) 结论和建议。

对厂址选择、建设规模、投资估算等主要问题, 提出研究的主要结论, 总的评价, 存在问题和建议。

3.3 可行性研究

3.3.1 可行性研究的目的

可行性研究报告是在审定的初步可行性研究报告基础上, 进一步研究核电厂工程建设的方案和条件, 确定厂址, 以论证其在技术、经济和商务上的可行性, 为项目决策提供充分的依据。建设项目的可行性研究报告经业主和投资者批准后, 可对外正式签订贷款协议、设备购买合同、合资合作协议和合同等。

可行性研究的目的是要论证投资项目的可行性, 包括市场前景可行性、技术方案可行性、财务可行性、融资方案可行性等。对于一个理性的投资主体, 在进行投资决策之前, 应首先从企业自身角度进行详细的可行性研究。可行性研究报告用于企业内部投资决策, 对董事会负责, 遵循企业内部管理规定及法人治理结构的约束。

对于工程项目实行严格可行性论证的制度, 是建立项目效益保证制度中的一项重要制度。

3.3.2 核电工程项目可行性研究报告

关于核电可行性研究的内容和深度执行原电力工业部《核电厂工程建设项目初步可行性研究与可行性研究内容深度规定(试行)》(1996年11月13日电计[1996]737号)的规定。

3.3.2.1 可行性研究的任务

可行性研究的基本任务是在审定的初步可行性研究报告和项目建议书的基础上,进一步研究核电厂工程建设的方案和条件,确定厂址,以论证其在安全上、经济上、技术上和商务上的可行性,为项目决策提供充分的依据。其主要任务有:

(1) 对优选候选厂址进行必要的、综合性的勘察、观测、测试和试验工作,落实建厂条件,论证其建设核电厂的适宜性,并编制厂址选择安全评价报告。

(2) 全面进行工程技术方案设计研究,对工艺设计标准化的核电机组,则重点是与厂址条件有关的核电厂工程方案和电力系统方案。

(3) 研究设备器材供应方案,包括初步确定设备国产化和进口比例,列出主要进口设备、材料清单。

(4) 提出核燃料供应方案。

(5) 编制选址阶段的环境影响报告书、职业安全卫生专篇。

(6) 提出工程建设和运行方案规划,包括工程量估算、工程管理、承包方式、建设进度、运行检修制度、人员编制和培训等。

(7) 进行工程投资估算,提出资金需求与筹措方案,进行经济效益分析,论证在经济上的可行性。

3.3.2.2 可行性研究报告的内容与深度

(1) 概述。

1) 项目概况:可行性研究的依据、初步可行性研究报告审查意见和项目建议书审批情况、建设规模等。

2) 项目建议书审批中已确定的建设原则。

3) 可行性研究的工作范围以及相关专项研究课题(包括委托其他单位完成的课题)。

4) 受委托方的资格审查和参加工作人员简况:工作时间、地点及工作过程。

5) 质量保证。

(2) 电力系统。

1) 叙述拟建核电厂地区的国民经济、能源资源、电力系统的现状及电网存在的主要问题。

2) 拟建地区经济的发展、电力电量的增长水平预测以及能源平衡,说明核电厂建设的必要性。

3) 根据规划期的电力电量平衡(含分区平衡)及核电厂厂址选择,说明核电厂厂址布局的合理性。

4) 提出核电厂接入电力系统的方案、出线电压及回路线以及配套输变电工程量。

5) 研究核电厂接入电力系统后,对电网运行方式的影响及需要采取的措施。

(3) 厂址条件。

1) 选址工作概述:选址工作依据,初步可行性研究报告审查对厂址的审查意见和项目建议书的批复意见,确定推荐厂址。

2) 地理位置及人口分布:叙述厂址的地理位置、厂址地区的地形、地貌特征,厂址位置与工矿区、居民区、城镇的相对关系,80km半径范围内人口分布,叙述厂址附近的自然环境和社会经济概况(如农、林、牧、副、渔生产情况,名胜古迹,文物风景区,重点保护的生物资源,矿藏资源等)。

3) 厂址附近的工业、交通和军事设施:叙述附近的工业企业、机场、空中走廊、交通设施、军事设施的位置和特征,评价外部人为事件对厂址可接受性的影响。

4) 气象条件:叙述厂址地区的气象特征,并评价龙卷

风、热带气旋、沙暴等极端气象事件对厂址的影响。

5) 工程水文:说明厂址地区的水文资料、分析计算设计基准洪水,对厂址受洪水淹没(如暴雨、风暴潮、海啸、湖涌、挡水构筑物的破坏等)的可能性提出明确的结论。

6) 地质和地震:通过进一步搜索资料、现场勘察和专题调查研究工作,验证厂址在地质、地震方面的可接受性,应对厂址附近范围内的能动断层作出确切的评价;确定与厂址设计有关的基准地震动参数;包括SL-2值、反应谱和时程曲线;根据综合概率法给出的结果复核厂址的地震基本烈度;对厂址区由地震和其他因素引起的潜在地质灾害作出评价;查明厂址地区地质构造、地基的岩土分布和岩体风化等特征,并获得初步的岩土设计参数;对拟布置的核电厂地基、海岸和边坡稳定性作出初步评价。

7) 水源和供水条件:说明厂址供水水源条件和核电厂冷却方式,对冷却水取排水方案应提供专题论证报告或水工模型试验报告,与核安全无关的设施用水,其标准应按频率为97%计算;对于核安全有关供水,则应按《核电厂最终热阱及其直接有关的输热系统》(HAF0206)要求确定设计标准。对于新建水库和现有水库改造,应提供新建或改进的可行性研究报告。

8) 交通运输:说明厂址地区的铁路、水运、公路等现状,论述厂外运输方式、距离和能力;对铁路专用线、码头、航道整治等应作单项可行性研究报告。

(4) 工程技术方案。

1) 工程总平面布置:根据推荐厂址的场地条件作核电厂工程总平面规划方案,并提出不同布置方案的比较,其内容包括布置原则和核岛位置的设想,厂区建筑物和构筑物的组成、规模、位置以及子项表、给排水系统及设施、供配电系统及设施、三废处理系统及设施、乏燃料储备和运输系统及设施、环境监测设施、厂区内外交通运输系统及设施、电力出线走廊、核事故应急交通线路、通信系统及设施、生活福利设施等。估算厂区和施工临时用地的占地面积,征地和拆迁量及土石方工程量。

2) 工艺及土建方案:核电机组选型,总体方案与总参数,核岛设计方案及主设备选型,常规岛设计方案及主设备选型,其他辅助系统的设计方案,安全壳和主要建、构筑物的设计方案等,估算钢材、木材、水泥等实物量。

3) 核安全保障措施:核电厂设计建造和运行所采用的安全标准规范,安全设施和保障措施,安全可靠电源、水源、消防措施等。

4) 对引进技术、进口设备建设的核电厂,应提供可供选择的合作方式、设备进口比例及清单,并对引进的技术作出评价。

5) 退役设想方案。

(5) 环境影响评价。

按国家颁布的《中华人民共和国环境保护法》、GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》和国家环保局颁布的《核电厂环境影响报告内容和格式》(NEPA-RGI)的规定要求,编制环境影响报告书。

(6) 安全评价。

1) 按国家核安全局颁布的有关规定,编制厂址选择安全评价报告。

2) 按原劳动部门等部门颁布的《核电厂职业安全卫生设计规定》编制核电厂职业安全卫生专篇。

(7) 核事故应急措施和应急设施方案。

按照《中华人民共和国核电厂核事故应急管理条例》

(国务院[1993]124号令)的要求,研究并提出事故应急措施和应急设施设想方案,包括场内应急设施和场外应急设施,作多方案比较。

(8) 质量保证。

根据委托方的质量保证大纲的要求,简述制订工程设计、采购、制造、测试、验收、运输、施工、安装、调试、运行和退役等各个环节的质量保证大纲的要求。

(9) 工程建设方案。

提出工程建设组织机构和工程管理体系的方案,分析工程项目建设实施的条件,包括施工场地条件,大件运输条件,地方建筑材料供应和施工能力等,拟定工程建设实施方案和轮廓进度(包括前期工作、工程设计、设备制造、项目审批、施工准备、土建施工、设备安装、调试并网等),列出关键进度控制表。

(10) 组织机构和人员编制。

提出核电厂运行的组织机构方案,拟订人员编制配备和运行人员培训计划。

(11) 投资估算和经济分析。

1) 根据厂址条件、工程技术方案、工程管理和建设模式、资金筹措、融资条件及设备采购方式估算工程量,作出投资估算(包括基础价、固定价和建成价),计算发电成本、上网电价及经济效益指标,对经济效益有较大影响的参数进行敏感性分析。

2) 对需进口设备的利用外资的建设项目,研究并提出外汇偿还方案。

3) 接入系统的配套输变电工程费用是总投资的一部分,可单独作出估算,必要时需计算销售电价。

4) 经济评价方法应符合原国家计委颁发的《关于建设项目经济评价工作的暂行规定》和原电力部颁发的《核电站建设工程项目经济评价实施细则(试行稿)》的文件要求。

(12) 结论与建议。

1) 提出研究主要结论,总的评价,存在问题和建议。

2) 主要技术经济指标:核电厂机组台数及核电机组额定出力;总投资;单位千瓦投资;年发电量/供电量;年利用小时;核燃料首炉料装载量及年换料量;燃料的平均能耗;全厂热效率;厂用电率;总占地面积(厂区、生活区、水源及水线管、铁路和公路、码头、施工用的等);总土石方量(厂区、铁路和公路、码头、循环水系统等);发电成本、上网电价;投资回收年限;贷款偿还年限;投资利润率、资金利润率、资金利税率、内部收益率(资本金和全部投资);全厂人员指标。

3.3.2.3 可行性研究报告的附件和附图

(1) 可行性研究报告的附件。

1) 项目建议书的批复文件。

2) 初步可行性研究报告的批复文件。

3) 国家核安全局的厂址选择审查意见书。

4) 国家环保局的核电厂环境影响报告批准书。

5) 国家地震烈度评定委员会对核电厂厂址设计地震动参数的审定文件。

6) 当地政府同意使用土地的文件。

7) 水资源主管部门同意用水的文件。

8) 核燃料的供应协议(含运输)。

9) 投资协议的文件。

10) 利用外资项目应提供外方资质信用及利用国外贷款的草签协议文件。

11) 与当地电力部门草签的购电合同。

12) 省物价主管部门对核电电价的承诺文件。

13) 电力主管部门同意核电厂联网及调试文件。

14) 其他有关文件:铁路主管部门同意专用线接轨的文件;水利、水产、航运、港监部门同意使用江河湖海上修建取水构筑物的文件;当发生压矿时,矿产主管部门的同意文件;当影响资源保护、文物保护时,当地主管部门的同意文件;当与机场、军事设施、工业民用设施等互有影响时,应取得有关部门同意的文件。

(2) 可行性研究报告的附图。

1) 厂址地理位置图。

2) 地区电力系统接线图及核电厂接入系统方案图。

3) 厂址区域地震构造区及潜在震源区划分图。

4) 厂址附近地区地质图。

5) 厂址总体规划图(比例1:10 000)。

6) 厂区总平面布置图(比例1:1000~1:2000)。

7) 厂区竖向布置图。

8) 厂外运输方案图。

9) 热力系统方案图。

10) 主厂房平面布置图。

11) 主厂房断面布置图。

12) 电气主接线图。

13) 供水系统图。

14) 水工建筑物布置图。

15) 码头及航道方案布置图。

16) 施工场地总布置图。

17) 其他需要的附图。

3.4 项目申请报告

项目申请报告从维护经济安全、合理开发利用资源、保护生态环境、优化重大布局、保障公众利益、防止出现垄断等方面进行论证,为国家对项目的决策提供依据。

根据《企业投资项目核准暂行办法》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第19号,2004年9月15日)要求,项目申请报告的核准流程、内容要求如下所述。

3.4.1 项目申请报告的核准流程

(1) 核电厂建设项目由国务院核准。

(2) 项目申报单位向国务院投资主管部门提交项目申请报告,并附上项目所在地省级人民政府投资主管部门的意见。

(3) 国务院投资主管部门提出审核意见,向国务院报送项目申请报告。

(4) 项目核准机关进行核准时:

1) 如有必要,应委托有资格的咨询机构进行评估。

2) 如涉及其他部门的职能,应征求相关部门的意见。

3) 对于可能会对公众利益造成重大影响的项目,应采取适当方式征求公众意见;对于特别重大的项目,可以实行专家评议制度。

(5) 经国务院核准同意的项目,由国务院投资主管部门出具项目核准文件。

(6) 项目申报单位依据项目核准文件,依法办理土地使用、资源利用、城市规划、安全生产、设备进口和减免税确认等手续。

3.4.2 项目申请报告的内容

项目申请报告应由具备甲级工程咨询资格的机构编制,其主要内容为:

(1) 项目申报单位情况。

(2) 拟建项目情况。

- (3) 建设用地与相关规划。
- (4) 资源利用和能源耗用分析。
- (5) 生态环境影响评价。
- (6) 经济和社会效果分析。

项目申请报告很大程度上同项目可行性研究内容相当,但是其重点放在与项目的外部性、公共性等有关的问题上,如要求说明“土地权属类别及占地面积、土地利用现状及相关规划、项目占地是否合理”,“项目是否符合国家宏观调控政策及项目相关产业关联度分析”,“项目对社会结构的影响、项目与所在地的互适性分析”等,相对于可行性研究内容中从投资者角度进行可行性研究部分适当减少。

3.4.3 项目申请报告的附件

报送项目申请报告时,应附以下文件:

- (1) 城市规划行政主管部门出具的城市规划意见:项目是否符合城市规划要求、选址是否合理等。
- (2) 国土资源行政主管部门出具的项目用地预审意见:项目是否符合土地利用总体规划和国家供地政策,项目拟用地规模是否符合有关规定和控制要求,补充耕地方案是否可行等,土地、矿产资源开发利用是否合理。
- (3) 环境保护行政主管部门出具的环境影响评价文件的审批意见:项目是否符合环境影响评价的法律法规要求,是否符合环境功能区划,拟采取的环保措施能否有效治理环境污染和防止生态破坏等。
- (4) 根据有关法律法规应提交的其他文件。

4 设备招评标与合同谈判

设备采购在核电厂建设的前期工作中是非常重要的一个环节,能否在预算的范围内按工程进度采购到质量合格的设备,对后续电厂施工、调试及运行将起到关键的作用。要确保设备采购在质量、交货进度及费用方面得到有效的控制,就必须要有个规范的招标采购流程。自1999年《中华人民共和国招标投标法》颁布并实施以来,规范了我国的工程建设物资采购流程,核电设备的采购也毫无例外地需遵守这一流程,但核电设备有它的特殊性,在招标采购方面与一般货物采购有不同之处。

4.1 招标前的准备工作

4.1.1 采购策划

对于核电工程来讲,需要采购的设备多达上万种,交货时间各不相同,采购进度与设计进度相互影响,如何对采购进行策划将直接影响到工程的质量、进度和投资,不同的市场环境、不同施工方案以及不同的核电机型,其采购策划的结果也不同,没有一个统一的标准去进行衡量,但采购策划所考虑的因素主要有以下几个方面。

(1) 采购模式。采购模式分为交钥匙工程、按岛采购以及按系统和部件采购3种模式,它是采购前必须首先确定的一个因素。该因素取决于市场环境,也就是取决于参与核电厂的设计单位的能力、潜在供应商的情况以及国家对核电的发展规划等。

(2) 设备制造工期。它是作为设备采购进度编排的基础。

(3) 施工方案。不同的施工方案对于设备的到货进度要求是不同的,直接影响采购进度的编排。

(4) 采购包的划分。采购包的划分是针对系统及部件的采购模式,指的是如何确定每一个采购项目的采购范围。

(5) 发标对象。根据国内及国外企业的设计制造能力来确定不同采购包的发标对象。

(6) 设计进度的安排。它直接影响采购技术规格书的编写进度以及在采购过程中与供应商之间能否按工程进度进行接口数据交换,以保证采购设备的交货进度。

采购策划的最终目标是确定采购标段的数量、范围以及每个标段的计划安排。在采购之前,必须要完成采购策划工作,它是采购工作启动的前提条件。

4.1.2 招标启动会

根据工程的二级进度要求,以及设备的制造周期,由计划人员编排设备采购的进度计划,对于部件采购,在合同签订前的4~5个月召开设备采购招标启动会,对于按岛和系统采购,由于在招评标阶段谈判和澄清所花时间要比部件采购长,启动会召开的时间会更早。启动会是由商务、技术、计划、安全质保以及财务方面的人员参加。

招标启动会主要讨论确定以下事项:

- (1) 招标的组织机构。
- (2) 合同模式。
- (3) 招标书的结构。
- (4) 编写招标书每章节的责任部门。
- (5) 招评标的计划安排。
- (6) 潜在投标人的确定(针对邀请招标)。

某采购项目的招标启动会的召开,标志着该项目招标正式进入实施阶段。

4.1.3 招标的组织机构

招标的组织机构分为技术组和商务组。技术组包括招标项目相关的专业技术人员和质保人员,商务组包括商务人员和财务人员。每个组的人数根据招标书编写的内容涉及专业及进度来确定。

4.1.4 合同模式的确定

核电工程设备采购的合同模式上是多样化的,从采购范围来讲,有包括系统设计和设备设计的,也有不包括这些设计、按图加工的方式。总的来说,主要有以下几种模式。

4.1.4.1 总价合同

总价合同要求投标人就某一特定的项目按照招标文件的要求报一个总价,按中标的总承包价签订合同,据此总价完成合同规定的全部工作,这种合同模式适用于:

(1) 满足功能性要求的项目。在招标文件中只规定功能性的技术指标,不管投标人采用哪种技术路线,最后实现的总体功能应满足招标文件要求,但所签的合同中要详细描述供应商的技术路线。

(2) 有详细的技术要求和招标范围的项目。在招标文件中有详细的技术要求,包括采用的标准和适用规范、现场条件、供应范围、服务范围、技术描述和技术要求、检查、试验和验收,质量保证和控制、进度、文件等。

(3) 有明确设计方案的项目。在招标文件中有详细的设计图纸,是一种来图加工或来图成套的采购形式。

总价合同又可分为固定总价合同和可调整总价合同:

(1) 固定总价合同。适用于合同期较短,并且工作范围清晰、接口易界定以及投标商能够把握风险的项目。

(2) 可调整总价合同。适用于合同周期较长,风险不易把握的项目。对核电工程而言,主要设备的设计制造周期相对较长,对于那些定期公布物价上涨指数国家的投标商,往往要求采用可调整总价合同的模式,以减少风险。

4.1.4.2 纯单价合同

单价合同是要求投标人对某些特定的货物报出单价,与中标商签订的合同中只反映单价,没有货物的数量,具体采购的数量及合同价格是以购买人签发的订单来确定,这种合

同模式主要适用于：

(1) 施工设计未完成的项目。从招标至合同签订阶段对施工设计未完成的项目，由于无法确定货物采购总量，为满足工程进度的要求随着设计进行分批以订单的形式进行采购。

(2) 无法预先确定工程安装及调试阶段的消耗品及备品备件的项目。这类物资需提前与各货供应商确定单价，届时根据现场情况签发订单即可。

单价合同在招标时，一般要给一个预估的数量以便投标人能准确的合算成本，不至于在报价时，风险费报得过高。

单价合同也可分为固定单价合同和可调整单价合同，这主要依市场原材料变化幅度及合同期限的长短而定。

4.1.4.3 成本加酬金合同

这种合同模式是要求投标人报出管理费及利润，采购方向中标商支付合同执行阶段实际发生的成本及双方预先在合同中设定的根据不同成本所计算的利润。它适用于委托采购的情况，也就是说采购方为了降低自己的成本，委托有经验的成套供应商进行成套采购，但这种合同模式会产生采购费用越高，供应商提取的管理费及利润越多。为了弥补这一不足，这种合同模式又可分为：

(1) 成本加固定酬金合同。要求投标人针对某一成套采购项目，报一个固定的管理费用、税金和利润。

(2) 限额成本加酬金合同。要求投标人针对所估计的采购成本报出不同的酬金：当采购成本越低，承包商的酬金就越大；采购成本越高，承包商的酬金就越少。

(3) 成本加固定费率酬金。要求投标人以招标方式确定成本，以固定费率计算酬金。

4.1.4.4 交钥匙合同

这种合同适用于将某一项目从设计、供货施工、安装调试全部交由供应商完成。

4.2 招标书的编写

4.2.1 招标书的编制要求

招标书也就是通常所说的“要约”，它有两部分功能，一是招投标活动规则和指南，另一个是要约的条件。在招标书的编制时，对于招投标活动规则和指南，必须要符合《中华人民共和国招标投标法》，并且具有可操作性。这种规则和指南对招投标双方应该是都有约束力的，不能成为仅对投标方有约束力。对于要约的条件指的是对招标项目的要求、技术规格、合同条件和合同格式，它是投标方报价所依据的基础，编写招标书时应符合以下要求：

(1) 完整性。这部分编写时既要有商务条件，又要有技术规格和要求，在编写时不能遗漏。尤其是一些重要内容，如产品的技术规格、数量、保证期等，如有遗漏将对招标活动造成重大影响，甚至导致招标失效。

(2) 准确性。投标书中的文字表达必须清楚、准确，不能含糊其辞，对一些重要的概念应当进行专门的解释和说明。

(3) 包容性。对于技术规格和要求要具有包容性，不能针对某一投标人而排斥其他投标人，造成无法形成有效竞争的局面。

4.2.2 招标书的编制方式

招标书的编制分为商务和技术两部分，根据招标启动会上技术人员对所招标项目的情况介绍，由商务人员提出标书的框架结构及编写指南。在编写过程中，技术和商务编写人员一般通过定期的会议或工作单的形式相互提交编写注意的问题、要求以及建议，并根据标书的复杂程度分阶段进行统稿。对于复杂设备的招标书在完稿后一般还邀请相关专家及

律师进行咨询、审查，确保招标书满足完整性、准确性、合法性和包容性。

4.2.3 招标书的内容

招标书是对招标项目充分翔实地进行叙述的文件，是指导投标商的投标评定准则以及招标方授予合同的原则的重要提示性文件，通常包括5个部分：投标邀请函、投标须知、投标商务条件、投标技术规范、投标文件格式。

如果把这五部分放到如下4卷中：

第1卷 投标邀请函及投标须知。

第2卷 投标商务条件。

第3卷 投标技术规范。

第4卷 投标文件格式。

那么，各卷在合同签订过程中的作用与关系如图3.2-5、图3.2-6所示。

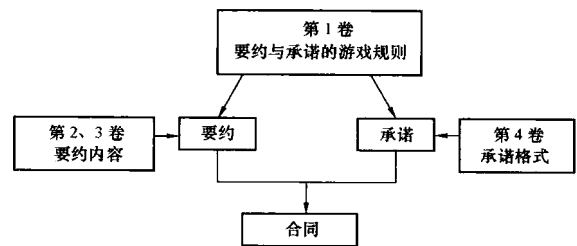


图 3.2-5 合同的要约与承诺

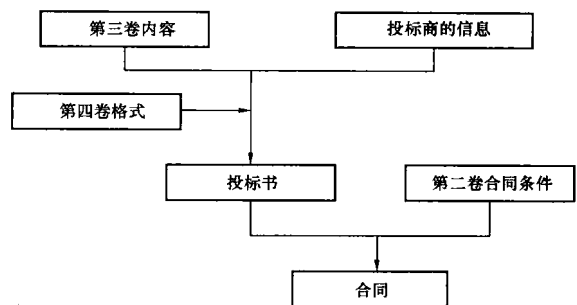


图 3.2-6 招标书投标书与合同之间的关系

4.2.3.1 投标邀请

投标邀请也就是投标邀请函，一般是在发标前向潜在投标人发出，但它也是作为招标书的一个组成部分，其内容主要包括：

- (1) 项目总体摘要。
- (2) 招标项目主要特征。
- (3) 概述技术转让要求（如需要）。
- (4) 购买招标文件时间、地点、价格。
- (5) 对投标商的要求，包括提供投标承诺函、保密承诺函、投标联合体情况介绍（如适用）等。
- (6) 截标时间及提交投标保证金的要求。

4.2.3.2 投标人须知

投标人须知的作用是告诉投标人在招评标过程中双方应遵守的规则。投标人须知是招标书的不可缺少的文件，分为招标说明、招标文件、投标文件的编制、投标文件的递交、投标文件的评审以及授予合同6个部分。

- (1) 招标说明。
 - 1) 定义：包括招标书中所有专有名词的定义。
 - 2) 资金来源：说明购买人在招标项目上的资金来源。
 - 3) 融资要求（如适用）：对招标人提供优惠出口信贷或政府贷款，以及其他融资的要求。
 - 4) 招标范围及合同买方。
 - 5) 技术转让、设计自主化和设备制造本地化的方式

(如适用),包括技术转让的要求,所转让技术的使用范围、技术转让费的支付方式、实现设计自主化的方式以及设备制造本地化的比例等。

6) 分包(如适用):对分包的范围,分包商的资质提出要求。

7) 招、投标费用:规定招投标双方在招投标过程中所应承担的费用。

8) 现场踏勘(如适用):明确现场踏勘的组织方式。

9) 对参考电厂的要求(如适用):要求投标方提供一座已成功运行的核电厂作为参考电厂,任何投标书中有遗漏或矛盾的地方,以参考电厂为标准;在合同执行期间,任何合同中未描述的设备或系统性能、指标等均以参考电厂为标准。

(2) 招标文件。

1) 招标文件的组成:说明标书由哪几卷组成。

2) 招标文件的保密和所有权:要求投标方对招标文件予以保密,并说明招标文件的所有图纸、设计、规格书和其他数据仅仅是为投标方准备投标文件所用,其所有权归招标方所有。

3) 招标文件的澄清和标前会:规定标前会和书面澄清的方式。

4) 招标文件的修改:规定招标方对招标文件修改的权利。

(3) 投标文件的编制。

1) 投标文件的语言、通信和计量单位:对投标文件使用的语言、招投标双方的通信方式以及投标文件中的计量单位进行规范。

2) 投标文件的组成:对投标文件分几部分、正本及副本份数、报价方式以及投标文件各章节的内容进行规定。

3) 投标保证金及投标有效期:对投标保证金的金额、保证金的退还及没收条件进行规定。明确投标有效期的时间和延长有效期的条件。

(4) 投标文件的递交。

1) 投标文件的密封、标记及递交截止日期:对投标文件哪些需要密封,做何种标记以及递交的截止日期进行规定,并对迟到的投标文件的退回方式进行说明。

2) 投标文件修改和撤回:对投标文件修改和撤回条件做了规定,一般以投标截止日为界线,在截止日前可修改和撤回,在截止日后将不允许,否则没收投标保证金。

3) 无效的投标文件:对投标文件的无效条件进行规定,一般对发生未按规定签署和密封投标文件、无投标保证金、未按标书规定的格式或内容填写的投标文件以及投标文件内容与招标文件有严重背离的,都被视为无效投标文件。

(5) 投标文件的评审及合同授予。

1) 评审程序:对初审内容、详评的标准或因素进行描述,并对废标条件作了规定。

2) 授予合同的标准:对招标方授予合同的权力义务、投标的方式以及签署合同必须要满足的条件进行了规定。

4.3 潜在供应商的资格审查

资格审查分为两种:一种是对潜在投标商的资格审查,称之为资格预审;另一种是在评标完成后,对潜在供应商的资格审查,称之为资格后审。资格审查是招标方对投标方承担某一项目供货能力的评估。对核电来讲,其设备的安全和性能要求是很高的,但并不意味着在任何一个采购项目上都采用同一个标准对潜在投标人进行严格评估,这里有一个成本问题,对供应商要求过高,采购方付出的成本也越大,因

此,在核电设备的采购方面,将潜在供应商按其所能供的设备等级分几类,从而减少我们的采购成本。

4.3.1 供应商的分类

核电设备的供应商分为三类,如表 3.2-1 所示。

表 3.2-1 核电设备供应商的分类

供应商分类	要 求
一类供应商	要求具备 Q1, Q2, Q3, QR1, QR2, QR3 质保等级
二类供应商	不要求具备上述质保等级,也不属于 0 类供应商
0 类供应商	不要求具备上述质保等级的标准通用产品或消耗性材料,且采用到货付款的支付方式

表中, Q1, Q2 和 Q3 质保等级是针对核级设备, QR1, QR2 和 QR3 的质保等级是针对非核级设备。质保等级的不同,对供应商和采购方的要求也是不同的,具体如表 3.2-2、表 3.2-3 所示。

表 3.2-2 对核级设备的要求

质保等级	对供应商的质保要求	购买方的质保要求	
		质量控制 (QC)	质量保证 (QA)
Q1	按 IAEA 50-C-QA 建立质保大纲 编制大纲程序 编制质量计划 编制完工报告 设备出厂需质量放行单	全过程质量监督	审查供应商和分供应商资格 召开开工会 审查质保文件
Q2	按 IAEA 50-C-QA 部分要求建立质保大纲 其余与 Q1 要求一样	过程质量监督	每年至少一次质保监察 适当的质保监督
Q3	编制质量计划 编制完工报告 设备出厂需质量放行单	最终验收抽样检查	
无质保等级	QNCA 制造过程规定少量监控点 提供设备合格证书 编制简单完工报告 设备出厂需质量放行单	设备到达现场后开箱检查	
	QNCB 提供设备合格证书 设备出厂需质量放行单		
	QNCC 提供设备合格证书		

表 3.2-3 对非核级设备的要求

质保等级	对供应商的质保要求	购买方的质保要求	
		QC	QA
质量 1 级 (QR1)	按 ISO 9001 建立质量体系 编制质量计划 编制完工报告 设备出厂需质量放行单	全过程质量监督	审查供应商和分供应商资格 召开开工会 审查质保文件
质量 2 级 (QR2)	按 ISO 9002 建立质量体系 编制质量计划 编制完工报告 设备出厂需质量放行单	过程质量监督	每年至少一次质保监察 适当的质保监督
质量 3 级 (QR3)	按 ISO 9003 建立质量体系 编制完工报告 设备出厂需质量放行单	最终验收抽样检查	审查供应商和分供应商资格 审查质保文件 合同期间做一次质保监察 适当的质保监督
无质保等级	根据具体项目的需要可向供应商提出见证、源地验收或提供质量合格证等方面要求	设备到达现场后开箱检查	

4.3.2 资格审查流程

上面已经提到在供应商的管理上, 供应商是分为3类的, 对这3类供应商在质保要求上是不同的, 其资格审查流程也是不同的, 一类供应商的审查是除回答资格问卷外还要进行源地评审, 二类供应商仅进行资格问卷调查, 0类供应商无需进行资格审查。在招评标过程中, 资格审查流程如图3.2-7所示。

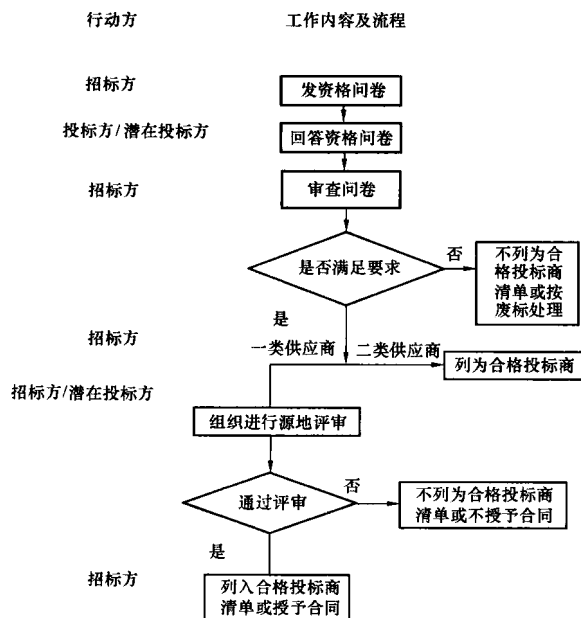


图 3.2-7 资格审查流程

4.3.3 问卷调查

问卷调查是对投标商或潜在供应商资格审查的一种形式。调查问卷是由资格审查须知、资格审查申请函和资格审查问卷三部分组成, 这三部分的内容如下:

(1) 资格审查须知。主要是介绍购买方采购资金的来源, 所采购设备的主要技术规格和范围。资格审查编写要求及递交方式, 以及购买方在资格审查过程中的权力。

(2) 资格审查申请函。这是要求潜在投标商在递交资格审查文件时, 必须填写的一份申请函的标准格式, 其内容包括投标商或潜在供应商承诺所提交文件的真实性以及接受购买方在进行资格审查过程中的权力。

(3) 资格审查问卷。问卷是由企业的总体状况、质保能力、技术能力和商务资信状况四方面组成, 在总体状况方面主要是要求介绍企业的营业范围、企业规模、生产能力等。在质保能力方面主要要求对质量保证体系的介绍, 在哪些项目上使用过质保大纲以及文件控制、设计和开发控制、采购控制、生产过程控制等。在技术能力方面主要要求介绍企业状况及构成、产品制造许可证情况、装备情况、以往业绩及售后服务情况。在商务资信状况方面要求提供银行开具的财务信用证明、完税证明、近3年的财务报表和近3年的会计师事务所审计报告, 以及是否存在法律诉讼情况。对投标商或潜在供应商提交的资格审查文件的评审分成质保、技术和商务3个方面, 形成3份评审报告, 其中一类潜在供应商评审报告还要加入源地评审的意见。评审报告评价有3种结论: ① 通过; ② 有保留通过, 针对某些方面需进一步澄清或评审的结论; ③ 不通过。这3份报告都为通过时, 最终结论才是通过, 只要有一份报告为不通过或有保留通过, 则最终结论就是不通过或有保留通过。

4.3.4 源地评审

源地评审是对一类潜在供应商的生产设施、质量管理和

商务状况作实地考察和客户源地考察, 对这两个地点的考察, 其内容及侧重面不同。

(1) 对潜在供应商实地评审, 其内容主要包括:

- 1) 对在问卷调查过程中所发现问题进行澄清;
- 2) 质保体系文件和记录的完整性, 包括生产过程质量控制记录、培训记录、资质证明以及工作程序等;
- 3) 财务报表, 银行提供的使用证明以及客户评价的真实性。

(2) 对客户的源地考察, 主要是对潜在供应商产品的运行性能和状况进行了解, 同时了解对潜在供应商的评价以及在合同执行过程中应注意的问题。

在完成源地评审后, 要将技术、质保和商务意见分别写入各自的评价报告中。

4.4 评标标准

评标标准是在评标过程中评标人员选择供应商所依据的标准, 评标标准编写的好坏, 直接影响招评标成功与否, 在编写评标标准前首先要确定评标方法。设备采购评标方法有两种, 一种是合理低价中标法, 另一种是综合评标法。两种评标法所适用的情况是不同的, 对于合理低价中标法一般适用技术含量低、技术标准明确的通用产品, 并且投标人均有能力提供合格产品的情况, 除此之外, 都采用综合评标法。

合理低价中标法, 顾名思义就是选择技术合格并且价格最低的投标商中标, 合理低价指的是不低于成本价, 如最低价低于成本价, 最低价的标将按废标处理。综合评标法, 就是按预先制定的评标标准, 对投标商所投产品的技术、品质、性能、价格等因素进行综合打分评选, 综合打分最高的投标商中标。合理低价中标法, 评标标准的编写较为简单, 这里对合理低价中标法的评标标准就不再详述。综合评标法是评标人员从技术和商务两方面因素来进行评价的。有时这两方面是矛盾的对立面, 从技术人员来讲希望选择技术最好的产品, 以方便今后的运行和维修; 从商务人员来讲希望选择价格低的产品, 以控制工程投资, 而技术最好的产品, 价格往往高, 价格最低的又不是最好产品, 要解决这一矛盾, 就必须解决评标标准中技术和商务的权重划分问题, 对于不同产品, 按技术的复杂程度以及在核电厂运行过程中的重要性, 其评标标准中的技术和商务权重是不同的, 对核电工程设备的采购, 技术和商务权重是按如下三类进行划分的:

(1) 第一类是技术含量不高(如普通管道、板材等)或无质保等级要求的设备采购, 这类采购技术与商务权重可为4:6。

(2) 第二类是投标商所投设备(或同类设备)已在其他电厂运行超过2年, 对于这类采购技术与商务权重可为5:5。

(3) 第三类:

- 1) 技术复杂并且是核级的设备。
- 2) 所有或部分投标商所投设备(或同类设备)没有运行业绩。
- 3) 所有或部分投标商所投设备的制造商首次制造该设备。

对于这类设备采购技术与商务的权重可为6:4。上面只是一个原则性的技术与商务的权重划分, 具体的权重划分需要商务和技术人员根据这个原则共同讨论来确定。

评标标准除了技术和商务之间的权重外, 还需要确定一些具体的评审内容。

4.4.1 技术评标标准

表 3.2-4 列出了技术评标标准中的主要因素和评审内容,对不同采购物项可作相应增减。

表 3.2-4 技术评标中的评审因素和评审内容

评审因素	评审内容
资格审查情况	资格审查文件提交情况,公司规模和产能,供货业绩,设备制造资质,设计开发能力,实验室及检测水平,制造能力,生产环境及车间管理,发货管理和售后服务等
投标书质量和澄清响应情况	投标书完整性和符合性,对招标人所提问题的响应情况
供货范围	所供的设备,备品备件及专用工具是否完整;所提供的设计、文件和服务是否满足要求
技术性能结构和材质出厂试验	依不同采购物项而定
质量保证(对于有质量保证要求的物项)	质量管理手册,项目质量保证大纲,公司组织机构,项目组织机构,质保分级文件
进度	进度是否满足要求,里程碑设置
性能保证	对性能的保证是否满足要求
分包商	分包商清单,对分包商的控制,分包商的选择原则

以上的评审因素也要有权重划分,对不同的采购物项其权重划分是不同的。具体的评审内容,在评审因素的权重确定后,要给予相应的打分分值,由评标人员独立打分。

对一些重要的评审因素或内容,可以设定如达不到要求按废标处理,也可以设定技术总分小于某一分数,按废标处理。由于核电工程采购物项有上万种,没有一个统一的打分分值设定标准以及废标因素的确定原则,只能对具体的采购物项,具体分析。

4.4.2 商务评标标准

商务评标标准主要评审四个方面,评审的内容比技术简单,具体如表 3.2-5 所示。

表 3.2-5 商务评标中的评审因素和评审内容

评审因素	评审内容
价格	计算各投标价对应的评标分数,计算公式为 $F_n = X - [(P_n - P_0) / P_0] \times X$ F_n ——第 n 个投标商的投标价对应的评标分数; X ——价格在商务评审因素中所占权重; P_n ——第 n 个投标商的投标价; P_0 ——投标价中的最低价
商务条款的响应性	支付条款,违约条款,保函,其他条款
财务状况	注册资金,流动资金,年营业额,盈利能力,负责指标,长期信用风险
投标的配合和响应	资格审查响应性,对标书澄清的响应性

尽管商务评审的内容基本相同,但评审因素的权重是不同的,价格权重一般在 75%~90%之间,商务条款在 5%~15%之间,财务状况及投标方的配合和响应性在 5%~20%之间。如果几家投标商都有能力提供招标方所需要的合格产品,那么,价格权重要大一些;如果投标商都是国外企业,在条款可能会提出对招标方不利的苛刻条件,对这种情况,条款权重要大一些。所以说商务评审因素的权重对不同的标是不同的,需要根据不同的投标商情况而定。

4.5 发标、开标、澄清谈判及评标

4.5.1 发标及开标

发标是设备采购招投标过程的一个重要环节,招标方通过招标公告或投标邀请书的形式通知投标方领取招标文件的时间、地点以及向投标方收取费用等,向投标方收取的费用一般是招标方准备招标文件所花工本费。具体的收费数额由招标方根据自己的成本及市场情况而定,但不能以盈利为目的。有时招标方在投标方领取标书时,还会要求投标方签订一份保密协议,主要是要求投标方不得将标书的技术内容泄漏给第三方。是否要求投标方签订保密协议,一般取决于招标书中所涉及的技术是否是招标方的专有技术或受控于他人保密要求的专有技术。在投标人拿到标书后,将会按投标须知的要求,在规定的时间内以书面形式通知招标方是否参加投标活动。

对于核电设备的采购,通常都要求投标方在投标时将投标书分成三个包,分别是技术包、商务包和价格包。这三个包组成了投标书中的技术文件、商务文件和价格三部分。

在招标方收到标书后,有以下两种开标方式:

(1) 技术包、商务包和价格包同时开,并采用公开唱标。

(2) 先开技术包和商务包,在完成对所有招标书的澄清,并收到密封的调整报价后,公开价格包及调整报价。

对于以上的两种开标方式,采用哪一种取决于以下条件:

(1) 如果招标文件的技术描述足够清楚,并且在对招标文件的澄清过程中,确信各投标方对技术要求都完全理解,同时各投标方都有过所采购物项的供货业绩,那么将采用第一种开标方式。

(2) 如果招标文件中技术描述不够完善或描述虽清楚但对技术含量高、难度大的重要设备采购,只有在与各投标方进行充分的交流和澄清后才能使双方达到充分的了解,就采用第二种开标方式。

第二种开标方式还可避免过早开价格标后,可能会出现价格外漏的情况,导致获得价格信息的投标商在调整报价时做手脚。

4.5.2 澄清、谈判及评标

在设备采购招投标过程中澄清分为两个阶段,一个是在投标前对招标书的澄清,另一个是在投标后对投标书的澄清,第一阶段一般是由投标人提出问题,招标方对问题进行答复,第二个阶段则相反。

澄清分为书面澄清和现场澄清,书面澄清是以信函和传真的形式进行,提问方与答复方都必须在各自的信函或传真上签字。现场澄清是面对面地在招标方指定的地点进行,澄清后一般以会议纪要的形式记录双方澄清的结果,并由双方签字,所有澄清文件(包括信函、传真以及会议纪要)将作为招投标文件的一个组成部分。投标后的澄清及评标是由招标方的评标组织评标委员会进行,评标委员会享有依据招标文件的要求评选出中标单位的评审权和推荐中标供应商的推荐权。评标委员会的成员是一般由招标方从评标专家库中随机抽取,但对于技术要求特别复杂、专业性要求特别高的设备采购项目,采取随机抽取方式确定的专家难以胜任的,可以由招标方直接确定。评标委员会成员人数为 5 人以上单数,其中技术经济等方面的专家不得少于成员总数的 2/3。评标专家应符合下列条件:

(1) 从事相关专业领域工作满 8 年并具有高级职称或同

等专业水平。

(2) 熟悉有关招标投标的法律法规,并具有与招标项目相关的实践经验。

(3) 能够认真、公正、诚实、廉洁地履行职责。

投标后的澄清往往也伴随着谈判,招标方为了坚持其招标文件要求,往往会要求投标方在偏离项上做出让步,投标方也会借此机会要求招标方接受对其有利的条件,为此,双方就展开了谈判,力求达成一个双方可接受的结果。在健全的买方市场的条件下,招标方在谈判中可能略占主动;反之,投标方可能略占主动。在这两种情况下的谈判,均要求招、投标方都应本着公平、公正的原则,努力谋求能达成有利于工程建设的谈判结果。

核电在我国从起步发展到今天,已取得长足的进步,核电厂的运行或检修人员对所采购设备的运行情况已有较深的了解。因此,评标委员会往往会充分听取运行或检修人员的意见,甚至邀请他们加入评标委员会,以便从运行和维修的角度对各投标商所投设备给出评判意见。

评标一般分为初步评审和详细评审,初步评审主要检查的内容如下:

- (1) 检查投标书是否完整。
- (2) 是否按照招标书要求提供投标担保,以及所提供的担保是否有瑕疵。
- (3) 投标书是否有投标人授权代表签字和加盖公章。
- (4) 投标书载明的招标项目完成期限是否超过招标文件规定期限。
- (5) 投标范围及性能保证是否实质性响应招标书的要求。
- (6) 投标方是否限制了招标方的权利和合同条件。
- (7) 投标书中的所载明的货物包装方式,使用和检验标准等是否符合招标文件的要求。
- (8) 投标书是否附有招标方不能接受的条件。
- (9) 投标书是否有不符合招标书中规定的其他实质性要求。

上述9项中,如有任何一项不满足要求,将视为投标方未能对招标书做出实质性响应,可以按废标处理,也可以根据具体情况作进一步澄清。

详细评审是对有效的投标书根据所规定的评标标准和方法,对其技术部分和商务部分作进一步的评审比较,对于合理低价中标法的详细评审比较简单,只要技术满足要求,投标价最低即可,但综合评标法需要评标委员会对各个评审因素进行量化,而且量化的指标要建立在同一基础或者同一标准上,使各投标文件具有可比性,量化的指标可以是货币值,也可以是分数,要根据具体量化指标而定,在完成技术部分和商务部分量化后,根据本章第4.4节中所描述的技术和商务部分权重进行加权,计算出每一投标的综合评估分,根据评估分的高低,对投标商进行排名,并完成最后评标推荐报告。

4.6 确定中标人及合同签订

招标方根据评标委员会的评标推荐报告,选取排名第1的中标候选人作为中标人。如果排名第1的中标候选人放弃中标、因不可抗力提出不能履行合同,或者招标书规定应当提交履约保证金而在规定的期限内未能提交的,招标方可确定排名第2的中标候选人作为中标人。以此类推,招标方可确定排名第3的中标候选人作为中标人。

中标人确定后,招标方将向中标人发出中标通知书,同

时通知未中标人,并与中标人在30日内签订合同。

5 初步安全分析报告与环境影响评价报告书

5.1 概述

为了在民用核设施的建造、运营中保证安全,保障工作人员和群众的健康,保护环境,促进核能事业的顺利发展,国务院于1986年10月发布了《中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例》(HAF001)。该条例明确规定国家实行核设施安全许可制度,由国家核安全局(NNSA)负责制定和批准颁发核设施安全许可证件,包括建造许可证件、运行许可证件、操纵员执照以及其他需要批准的文件,以实施对核电厂厂址选择、建造、调试、运行和退役5个主要阶段的安全监督管理。

核安全法规《核电厂安全许可证件的申请与颁发》(HAF001/01)明确规定,在核岛基础混凝土浇注前12个月,营运单位须向NNSA提交《核电厂建造申请书》,以申请核电厂建造许可证,并同时提交以下文件资料:

(1) 《核电厂可行性研究报告》的批准书(根据2004年7月国务院颁发的国发[2004]20号《国务院关于投资体制改革的决定》,核电项目实施核准制。因此,对于核电项目,该批准书已不存在,以国家发展和改革委员会的项目核准批复替代)。

(2) 《核电厂环境影响报告书(设计阶段)批准书》(Environmental Impact Report/Design Stage, EIR/DS)(建造许可证颁发前1个月)。

(3) 《核电厂初步安全分析报告》(Preliminary Safety Analysis Report, PSAR)。

(4) 《核电厂质量保证大纲》(设计和建造阶段)。

只有在NNSA颁发建造许可证后,营运单位方可开始核岛基础混凝土浇注。

相对于建造许可证申请时提交的PSAR、EIR/DS,营运单位在申请核电厂首次装料批准书时,向NNSA提交的支持性材料应包括:

(1) 《核电厂最终安全分析报告》(Final Safety Analysis Report, FSAR)。

(2) 《核电厂环境影响报告书(装料阶段)批准书》(EIR/First Core Loading, EIR/FCL)(首次装料前1个月)。

本节就PSAR以及核电厂前期的EIR(包括选址阶段、设计阶段)进行阐述。

5.2 初步安全分析报告(PSAR)

5.2.1 编制依据

为了便于安全分析报告的编写和审查,一般核安全当局会指令性地规定安全分析报告的编写格式,明确核设施安全分析的阐述方式,这既包括基本方法的阐述,也包括一些特殊情况。在不同的国家,对于安全分析报告的格式有不同的规定和要求。例如,美国采用核管会(NRC)导则RG1.70《核电厂安全分析报告的格式和内容》(共17章);而在法国,安全分析报告的格式则与RG1.70不同(分3卷)。2004年5月,国际原子能机构(IAEA)正式颁布了安全导则GS-G-4.1《核电厂安全分析报告的格式和内容》(共15章),其格式与RG1.70及法国也不同。

相比较而言,RG1.70非常程式化,而且NRC出版了与之配套、用于审查核电厂安全分析报告的详细的《标准审查大纲》(Standard Review Plan, SRP)(NUREG-0800)。因

此,在安全分析报告的编制过程中, RG1.70 在世界范围内被广泛采用。HAF001/01 规定:“核电厂递交文件的内容和格式根据国家核安全局的相应要求确定。”根据 NNSA 的要求,我国各核电厂安全分析报告的格式和内容也遵循 RG1.70。

但随着技术的发展和核安全要求的提高,目前,在核电厂安全分析报告的格式和内容上增加了“全数字化保护系统”、“人因工程”、“核电厂严重事故”以及“概率安全评价”。同时,SRP 也增加了相应的内容。

5.2.2 安全分析报告的主要内容及要求

根据 RG1.70(1978 年 11 月第 3 版),安全分析报告应包括 17 章。各章具体内容如下:

(1) 第 1 章 前言和电厂概述。

该章提供报告的前言和对电厂的概述,使读者在不阅读以后各章的情况下对整个核电厂有一个基本了解,这样就能更好地从总体上了解整个电厂设计中每个项目有关的安全重要性,以便完成对以后各详细章节的审评。

(2) 第 2 章 厂址特征。

该章将厂址及其附近地区的地质、地震、水文及气象方面的资料,连同目前规划的人口分布、土地使用和厂址上各种活动及管理方法一同提出。目的是指出这些厂址特征如何影响到核电厂设计和运行准则,并从安全观点出发表明厂址特征的适宜性。

(3) 第 3 章 结构、部件、设备及系统的设计。

该章应明确、说明及论述安全上重要的结构、部件、设备及系统的主要建筑设计和工程设计。

(4) 第 4 章 反应堆。

在该章中应提交有关确定反应堆在其整个设计寿期内所有运行方式,包括瞬态、稳态和事故工况下执行其安全功能能力的评价和支持性资料。本章还应包括安全分析报告第 15 章“事故分析”中所需的支持性资料。

(5) 第 5 章 反应堆冷却剂系统和与之连接的系统。

这一章应提供有关反应堆冷却剂系统和与之连接的系统资料。对反应堆冷却剂系统和直至并包括隔离阀的承压附件,应给予特殊考虑,上述范围即反应堆冷却剂压力边界。应提供各种评价,连同必要的支持性资料,以表明反应堆冷却剂系统能达到其预期的目标,并在所有可预见的反应堆行为造成的正常工况或事故工况下仍能保持其完整性。

(6) 第 6 章 专设安全设施。

尽管假想事故很不可能发生,但为了减轻这些事故的后果,仍须设置专设安全设施。这一章即提供核电厂配备的专设设施的详细资料,以便对这些设施的性能作适当的评价。

(7) 第 7 章 仪器仪表控制装置。

该章所提供的资料重点放在保护系统的仪表及其有关设备上,应提供调节系统和仪表装置的分析,特别是调节系统引起瞬态方面的考虑。这些瞬态如不及时终止,就会引起燃料损伤,放射性物质释放或其他公害。

(8) 第 8 章 电力系统。

电力系统是运行期间反应堆冷却泵和其他厂用设备用电以及异常与事故状态期间保护系统和专设安全设施用电的来源。该章的资料应旨在确立与安全相关的电力系统功能的充分性,并确保这些系统具有符合现行准则的足够冗余度、独立性及可检验性的要求。

(9) 第 9 章 辅助系统。

该章应提供核电厂各个辅助系统的资料,应指明对电厂安全停堆或保护公众健康和安全的必不可少的系统及说明。阐

述有关系统和主要部件的设计依据,各系统如何满足设计依据的安全评价,为验证系统的能力和可靠性拟进行的试验和检查,以及所需要的仪表装置和控制器。

(10) 第 10 章 蒸汽—电力转换系统。

该章应提供有关电厂蒸汽—电力转换系统的资料,包括蒸汽系统和汽轮机发电机组,即二回路冷却剂系统。由于该部分与保护公众免受辐照关系不大,因此,不需做详尽的描述,但应提供足够的资料,以便审评者对二回路装置(即蒸汽—电力转换系统)有一个全面的了解。

(11) 第 11 章 放射性废物的管理。

该章应叙述核电厂对含有放射性物质的三废(废液、废气和废固)的处置能力,以及监测放射性废物释放的仪器、仪表。该章应包括在正常运行与预期运行事件下,拟建的放射性废物处理系统在系统设计、释放的控制和监测方面满足相关法规的要求及相应管理导则的建议,放射性物质释放按照相关规定,保持在合理可行尽量低的水平。

(12) 第 12 章 辐射防护。

这一章应提供在正常运行和预期运行事件期间辐射防护方法的资料以及对操作人员和建造人员职业性辐照的估计资料。同时还应提供申请者为了符合相关辐射防护标准和相应管理导则而采用的有关设施与设备的设计、计划与程序大纲、技术与方法等资料。

(13) 第 13 章 运行管理。

该章应提供核电厂准备工作和运行计划的有关资料。其目的是要求申请者保证建立和保持一个具有适当规模和技术能力的工作机构,以及保证执照持有者遵循的运行计划能充分保护公众的健康和安全。

(14) 第 14 章 初始试验大纲。

这一章应提供有关核电厂系统、部件的初始试验大纲资料,提供的资料应提到试验大纲各主要阶段,包括运行前试验、初始装料和初始临界、低功率试验和功率提升试验。PSAR 应叙述申请者的初始试验大纲的总计划,表明按通常需要事先安排的事项已予以适当考虑。

(15) 第 15 章 事故分析。

该章分析核电厂对假想的扰动、设备误动作或失效的响应。所分析的情况为具有代表性的可能发生的、或必须予以考虑的典型始发事件。该安全分析对选择运行限制条件、限定安全系统的整定值和从公众健康与安全的观点出发确定部件与系统的设计技术条件有重要作用。这些分析是 NNSA 审查建造许可证和运行执照申请的焦点。分析应包括对假想裂变产物释放后果的估计,该释放后果可能引起的危险不会超过任何设想的可信事故引起的危险。

(16) 第 16 章 技术规格书。

技术规格书旨在说明对核电厂的运行所规定的限值、条件及其要求,目的之一就是保护公众的健康和安全。

(17) 第 17 章 质量保证。

为了保证拟建核电厂的设计、建造和运行符合适用的管理要求和许可证申请中规定的设计基准,申请者必须制订质量保证大纲。在该章中,申请者应对已制订的并要在核电厂设计、建造、运行前试验和运行过程中执行的质量大纲进行描述。

由于质量保证大纲需作为建造许可证以及首次装料批准书的支持性文件,单独上报 NNSA 审评,因此,在 PSAR 或 FSAR 中,该章内容空缺。

另外,NNSA 于 1992 年 12 月发布了核安全法规技术文件 HAF J0042《核电厂安全分析报告的标准格式和内容》第 18

章人因工程与控制室》。根据此文件要求,在此之后,在上报 NNSA 的安全分析报告中均要求增加第 18 章。在这一章中,申请者应提供下述方面的资料并加以说明:控制室设计工作的组织机构和设计准则;控制室的设计,包括人因工程原则的体现;安全参数显示功能的设置,包括人因工程原则的体现。

国内某核电项目营运单位还根据 NNSA 的要求,参照美国 CE 公司 System 80+ 机组安全分析报告的内容,在 PSAR 中增加了第 19 章“参考电厂 FSAR 审评遗留问题的回答与澄清”。

5.2.3 PSAR 的编制

PSAR 的编制通常由营运单位或该核电工程项目的总体院牵头负责。由于安全分析报告内容广泛,就电厂区域而言,涉及核岛、常规岛、电厂辅助设施等,而通常这些不同岛的设计工作由不同合同单位负责。因此,安全分析报告的编制一般是根据章节目录,制定编制分工,由相应的合同单位分别完成,然后提交牵头方汇总。

为了便于 PSAR 编制过程中的进度控制、文件管理,在编制单位之间以及编制单位与报告编制牵头方之间,通过建立接口来进行 PSAR 各章节稿件的交换。例如,国内某核电项目 PSAR 的编制由营运单位牵头,参加编制的有国外的核岛供应商、常规岛供应商、国内技术支持单位以及营运单位。营运单位确定了详细的编制分工、工作程序和进度计划,同时,廓清了编制工作的接口关系,在接口控制手册(ICM)中共建立了 165 个 PSAR 编制接口。

鉴于一个核电项目通常具有参考电厂,以及安全分析报告非常程式化的标准格式和内容,其 PSAR 一般在参考电厂 FSAR 的基础上进行编制。在编制过程中,最需考虑并体现的是该项目与参考电厂 FSAR 的不同点。

5.2.4 PSAR 的重点

按照 HAF001/01 的规定,NNSA 在核电厂建造许可证阶段的核安全审评目的是“审评核电厂的设计原则,以便就核电厂建成后是否能安全运行得出结论”。据此,PSAR 的编制重点为:

(1) 机组以及安全相关构筑物、系统和部件的设计准则与评价,包括遵循的核安全法规、安全分级、抗震设计等。

(2) 厂址有关的设计基准参数。

(3) 在核安全当局已认同参考电厂的设计原则的前提下,本项目相对参考电厂的设计改进项及其论证分析、由于厂址或环境不同而带来的影响。

(4) 参考电厂审评遗留问题以及运行反馈问题的解决措施。

在我国核电厂审评实践中,考虑到新建核电厂一般是在参考电厂基础上翻版加改进,部分章节(如第 13、14、16 章)需要在 FSAR 阶段才有条件作详细阐述论证,同时也不是 PSAR 阶段审评的重点,在与 NNSA 充分沟通并取得同意后,这些章节的编写和审评可以进行简化处理。

5.3 环境影响评价报告书(EIR)

5.3.1 核电建设项目环境影响评价工作的法规要求

1989 年颁布的《中华人民共和国环境保护法》规定:建设项目的环评报告经批准后,计划部门方可批准建设项目设计任务书。

1998 年国务院颁布的《建设项目环境保护管理条例》(第 253 号令)明确规定:

(1) 国家执行建设项目环境影响评价制度。

(2) 建设项目的环境保护实行分类管理,建设项目环境保护分类管理名录,由国务院环境保护行政主管部门制定并公布。

(3) 对环境可能造成重大影响的,应当编制环境影响报告书。

2003 年颁布的《中华人民共和国环境影响评价法》对国务院第 253 号令的要求从法律上予以肯定,同时进一步明确:

1) 建设项目的环评评价文件经批准后,建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防治生态破坏的措施发生重大变动的,建设单位应当重新报批建设项目的环评评价文件。

2) 建设项目的环评评价文件经批准后,有效期为 5 年。5 年后方决定项目开工建设的,其环评评价文件应当报原审批部门重新审核。

2003 年颁布的《中华人民共和国放射性污染防治法》首次针对核设施建设项目的环境影响评价,从法律上进行了明确的规定:

(1) 核设施的选址应当进行科学论证,在办理核设施选址审批手续前,应当编制环境影响报告书,报国务院环境保护行政主管部门审查批准。

(2) 核设施营运单位应当在申请领取核设施建造、运行许可证和办理退役审批手续前编制环境影响报告书,报国务院环境保护行政主管部门审查批准。

5.3.2 核电前期工作环境影响评价工作的目的和要求

根据《中华人民共和国放射性污染防治法》的相关规定,核电厂建设项目的环境影响评价必须分阶段实施,在建设单位取得核电厂建造许可证前,至少须开展两次环境影响评价工作,包括核电厂选址阶段的环境影响评价以及核电厂设计阶段的环境影响评价。

核电厂选址阶段环境影响评价的目的主要在于判定候选厂址的适宜性,并从环境保护的角度,推荐核电厂建设的优选厂址。该报告书是国务院环境保护行政主管部门正式受理的核电厂建设项目工程的第一份环境影响报告书,同时,该报告书也是核电厂可行性研究报告的一个组成部分(第 6 卷第 1 分册)。根据国务院 2004 年 7 月发布的《国务院关于投资体制改革的决定》(国发[2004]20 号)的相关要求,核电厂建设项目由国务院进行核准,而国务院环境保护行政主管部门出具的核电厂选址阶段环境影响报告书的批准书是取得项目核准的必要支持性文件。

核电厂设计阶段环境影响评价的目的主要在于论证核电厂的工程设计能否满足环境保护的要求,从设计上保证环境保护设施得到落实。根据《核电厂安全许可证件的申请与颁发》(HAF001/01)的相关规定,国务院环境保护行政主管部门对核电厂设计阶段环境影响报告书的批准书是取得 NNSA 颁发的核电厂建造许可证的必要支持性文件。

5.3.3 核电厂环境影响评价的内容和深度规定

原国家环保局在参照美国 NRC 发布的管理导则《核电厂环境影响报告书的内容和格式》(RG4.2)的基础上,结合我国的实际情况,于 1988 年颁布了《核电厂环境影响报告书的内容和格式》(NEPA-RG1),对核电厂选址阶段和设计阶段环境影响评价的任务和主要内容进行了明确的规定。该技术导则在我国现已运行的秦山一期、广东大亚湾核电站、岭澳核电站、秦山二期和三期核电厂的建设各个阶段的环境影响评价上起到了积极的作用。但是,随着我国环境影响评价事业的逐步发展,国家环保总局近年来对于建设项目环境影

响评价的要求在逐步深入,在开展核电厂环境影响评价工作时,除了参照 NEPA-RG1 的相关规定外,还必须结合国家环保总局的新近要求。

核电厂选址阶段环境影响评价的任务包括:

(1) 通过资料调研和必要的现场踏勘,以及利用参考电厂的数据资料,从保护环境的观点出发,研究各个厂址与相应环境之间的相互关系,判定所选厂址的适宜性。

(2) 根据所选厂址的主要环境特征,对核电厂工程设计提出环境保护方面的要求。

(3) 对至少 2 个以上的候选厂址进行详细的评价,在综合比较的基础上推荐较为适宜的优选候选厂址。

(4) 征求与核电厂建设项目利益相关的公众和社会团体的意见,并对公众意见进行分析,给出采纳或不采纳的说明。

核电厂设计阶段环境影响评价的任务包括:

(1) 通过就地调查和实验的手段,获取核电厂所在地的实测环境资料,结合核电厂的设计源项参数、电厂废弃物质的设计排放量和电厂环境保护设施的设计性能和效能,评价核电厂正常运行和事故工况下潜在的环境影响。

(2) 根据核电厂工程的施工计划,分析电厂施工期间的的环境影响,并给出电厂施工期间减缓环境影响的措施和加强环境监测的建议。

(3) 根据核电厂正常运行和事故工况下环境影响评价的结果,给出电厂运行前环境监测的初步方案,以及电厂运行后流出物监测的初步方案和环境监测的初步方案,并提出电厂事故情况下应急准备的初步设想。

(4) 从环境保护的角度,论证核电厂的最终厂址和工程设计能否满足环境保护的要求,在必要的情况下,对核电厂环境保护设施性能的进一步改进提出要求。

核电厂选址阶段和设计阶段环境影响评价的具体内容基本相似,但在各项内容的评价深度上,设计阶段环境影响评价的要求要明显高于选址阶段环境影响评价,特别是在设计阶段环境影响评价中,强调了要通过就地调查和试验的途径获取环境影响评价所必需的环境参数,并针对核电厂的工程设计开展环境影响评价。两个阶段环境影响评价的基本内容包括:

(1) 从社会经济发展、能源结构调整、电力供需以及环境保护要求,说明核电厂建设的必要性。

(2) 选址阶段以资料收集为基础,设计阶段以现场实地调查和试验为基础,说明厂址的地理位置,并从厂址周围的人口分布、土地利用、陆域资源和海域资源概况、水文、气象和地质地震等环境特征,分析厂址与环境之间的关系。

(3) 选址阶段以参考电厂为依据,设计阶段以工程设计为依据,说明厂区的总平面布置,给出电厂环境保护设施的位置,并分析电厂散热系统(循环水系统)、工程安全设施和三废处理设施的性能和工艺流程,给出电厂放射性释放源项。

(4) 分析电厂施工的环境影响,给出减小施工环境影响的措施。设计阶段应给出水行政主管部门审查同意的水土保持方案。

(5) 结合电厂散热系统(循环水系统)的布置和运行特征,分析电厂热排放的环境影响。

(6) 评价电厂正常运行的辐射环境影响,包括“三关键”(关键居民组、关键照射途径和关键核素)。

(7) 评价电厂事故工况下的辐射环境影响,其中选址阶段主要针对最大可信事故,并分析电厂实施应急计划的可行性;设计阶段主要针对设计基准事故,并分析电厂实施应急准备的初步考虑。

(8) 给出流出物监测和环境监测的初步方案。

(9) 选址阶段对所有候选厂址进行筛选,推荐核电建设的优选厂址。

(10) 选址阶段应就建设项目征求利益相关公众和社会团体的意见,并予以分析。

(11) 分析电厂建设的利益和代价。

(12) 给出评价结论,并指出存在的问题和后续阶段的工作重点。

5.3.4 EIR 的编制

根据法规要求,无论是选址阶段还是设计阶段 EIR 的编制,均要求编制单位具有环评资质。因此,一般而言,营运单位全面委托相关单位负责其核电项目 EIR 的编制工作。

5.4 PSAR 及 EIR/DS 的审评过程

某核电项目 PSAR 及 EIR/DS 为申请其建造许可证的重要文件,只有在 NNSA 通过该项目 PSAR、EIR/DS 的审评后,才可能向营运单位颁发该项目的建造许可证。PSAR、EIR/DS 两报告的审评过程大致如下。

(1) NNSA 在收到营运单位提交的《核电厂建造申请书》及附带的支持性文件(如 PSAR 等)后,在 1 个月内答复是否接受该申请。受理申请后即开始立项审查,制定审评计划、组织有关的审评活动。

(2) NNSA 的审评技术后援单位提出审评问题。

(3) 营运单位在规定的时间提交问题的回答单。

(4) NNSA 组织召开审评对话会,审评技术后援单位与营运单位、该核电项目的设计单位(或者说 PSAR 的编制单位,就 EIR 而言,为 EIR 的编制单位)就需要进一步澄清的问题进行对话。对于已经得到澄清的重要问题或者仍然需要采取进一步论证的问题,NNSA 在审评会上开出工作单。

(5) 对于尚未关闭的工作单,会后营运单位组织设计单位(或 EIR 编制单位)开展相应的论证工作或者进行回答,按照工作单承诺的日期将工作单回答提交 NNSA。

(6) 如果审评问题较多,NNSA 及其审评技术后援单位可提出第二批审评问题,组织召开第二次审评对话会或者进一步的重要专题对话会。

(7) 为了使审评过程顺利,推动问题得到解决,营运单位应主动与 NNSA 及其审评技术后援单位召开沟通会。通过交流,可以较清楚地了解审评专家的关注点和技术见解,有针对性地组织审评答辩,同时也使审评专家能够了解工程的实际情况和营运单位在有关问题上所做的努力。

5.5 建造许可证的颁发及后续工作

在 PSAR、EIR/DS 审评结束后,NNSA 组织召开核与辐射安全专家委员会会议,向专家委员会汇报审评情况。专家委员会在就 NNSA 的审评情况及结论进行审议后,向 NNSA 建议是否向营运单位颁发建造许可证。

NNSA 在向营运单位颁发建造许可证的同时,还会列出建造许可证条件。在这些条件中,一般会包括一些悬而未决的技术问题。对于这些问题,需要营运单位在限定的期限内(通常在核电厂首次装料前)予以答复或解决。

6 工程初步设计与现场总体规划设计

6.1 工程初步设计

6.1.1 初步设计的任务及文件的内容和组成

6.1.1.1 初步设计工作的主要依据

核电厂初步设计工作的主要依据为：

- (1) 可行性研究报告及国家和上级主管部门审批可行性研究报告的批文。
- (2) 可行性研究阶段开展的各项勘察、调查和试验研究工作，经有关部门组织审查后的成果报告及审查结论。
- (3) 经电力部门审查的电网接入系统的方案和批文。
- (4) 国家审管部门和行业主管部门发布的设计与建造法规、标准。

6.1.1.2 初步设计的任务

核电厂初步设计文件应满足下述的各项要求：

- (1) 落实建厂规模和总体技术方案，完成全厂建、构筑物组成和总平面设计，为征地移民、场地准备、土石方工程、施工单位招标和施工准备创造条件。
- (2) 完成主要工艺系统设计和厂房布置，为施工图设计提供依据。
- (3) 提出主要设备的技术规格书或技术条件，编制初步的设备材料清单，为设备订货和主要材料的落实提供依据。
- (4) 编制工程概算，满足投资控制和招标的要求。
- (5) 确定生产组织和人员编制，为人员招聘与培训以及辅助设施的建设提供依据。
- (6) 编制工程建设进度，为资金筹措、投资计划和各种资源的配备提供依据。
- (7) 初步设计阶段编制的专项设计文件要为国家审管部门监察和审评工作创造条件。

6.1.1.3 初步设计的主要内容

核电厂的初步设计主要内容应包括：

- (1) 设计依据和设计的指导原则。
- (2) 设计中所使用的法规、标准和规范。
- (3) 建厂规模和建设方案以及工程建设进度。
- (4) 主要工艺流程和系统及其重要设备的选型和配置。
- (5) 核燃料组件及相关组件、主要原材料和配套动力源的供应。
- (6) 三废处理设施。
- (7) 核安全、环境保护、劳动安全卫生、消防与安全保卫等配套设施。
- (8) 大件运输方案和配套设施。
- (9) 主要建筑物、构筑物、公用辅助设施和生活区。
- (10) 占地面积和土地使用情况。
- (11) 外部协作配合条件。
- (12) 生产组织和劳动定员。
- (13) 主要技术经济指标。
- (14) 工程概算。
- (15) 初步设计阶段编制的专项设计文件。

6.1.1.4 核电厂初步设计文件的组成

核电厂初步设计文件应包括：

- (1) 全厂总体文件。包括初步设计总说明书，设计参数汇总、厂址勘察、调查和试验工作、厂址有关设计参数、核电厂运行方式、核电厂安全有关设备和建(构)筑物的分级、规范标准清单、工程进度计划、全厂人员编制、设计质量保证大纲概述、设备材料清单及其他。
- (2) 厂址与总平面设计文件。包括厂址说明、总平面设计、室外管线综合设计、土石方工程设计、施工场地规划、仓库、运输和生活区设计。
- (3) 核电厂工程设计文件。包括堆芯核设计、反应堆热工水力设计、辐射防护设计、反应堆冷却剂系统设计、专设安全设施系统设计、核辅助系统设计、废物管理系统设计、

核燃料装卸和储存系统设计、核岛厂房采暖通风和空调系统设计，冷冻水和气体系统设计、仪表和控制系统设计、电气系统设计、核岛厂房设计、常规岛设计总说明、电力系统设计、常规岛机务设计、常规岛化学设计、常规岛电气系统和继电保护设计、常规岛控制设计、常规岛通风和消防设计以及 BOP 工程设计。

- (4) 核电厂设备设计文件。包括燃料组件和相关组件、反应堆压力容器、堆内构件、控制棒驱动机构、蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵、稳压器、主管道、装卸料机、反应堆厂房环吊、辅助设备、常规岛主要设备和 BOP 主要设备。

- (5) 工程概算文件。包括编制说明和概算表。

- (6) 专项设计文件。包括劳动安全卫生专篇、消防设计专篇、实体保卫设计专篇等。

6.1.2 核电厂许可证申请文件的编写

核电厂许可证申请文件的编写是设计工作重要的一部分，从初步可行性研究阶段开始直到最后运行，根据国家有关部门要求在每一阶段都得提交内容深度不同的许可证申请文件，主要有国家核安全局要求的核电厂安全许可证的申请文件；国家环保总局要求的“环境影响报告书”；国家安全生产监督总局要求的“劳动安全卫生报告书”等。

6.1.2.1 核电厂安全许可证申请文件

- (1) 建设阶段的核电厂安全许可证申请文件。根据中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例实施细则之一《核电厂安全许可证件的申请和颁发》(HAF501)要求：

1) 核电厂营运单位在核电厂的选址定点前应向国家核安全局提交《核电厂可行性研究报告》中有关厂址安全内容的文件。

2) 《核电厂建造许可证》的申请者于厂址选定后，开始建造前 12 个月向国家核安全局提交《核电厂建造申请书》，并附送核电厂《初步安全分析报告》。

(2) 安全分析报告的内容和格式。我国的安全分析报告的编写主要是依据美国核管理委员会管理导则 1.70《核电厂安全分析报告的标准格式和内容》。美国核管理委员会发布的《审查核电厂安全分析报告的标准审查大纲》(NUREG-0800) 是为指导审评者而编制的，其内容更加详细，所以设计院在编写安全分析报告时多参考这本资料。在实际编写中多是利用参考电厂的安全分析报告进行修改和补充。

初步安全分析报告与最终安全分析报告的编写格式和内容应该是一致的，只是内容深度上有区别，有些章节在初步安全分析报告中可以写的比较简单或不写。

(3) 安全分析报告的审查。国家核安全局专门组织队伍，对安全分析报告进行审查，并确定相关的审查程序和审查进度。主要过程是评审单位对安全分析报告分批提出问题交营运单位，营运单位组织设计院回答问题单中的问题或补充资料，当问题比较集中时，分组组织对话，通常这样要通过两个循环，并形成主要问题单，进行专题答辩，最后完成审评报告，对于某些没有解决的遗留问题，由核安全专家委员会确定和批准许可证的发布。

6.1.2.2 环境影响评价

(1) 建设阶段核电厂环境影响报告。根据《核电厂基本建设环境保护管理办法》的要求，营运单位应委托设计院或有资质的单位，应按阶段分别编写环境影响报告，并报告国家环保总局审批。

1) 选择厂址阶段的环境影响报告。此报告是可行性研究报告的一部分。在搜集足够环境资料条件下，从保护环境的现状出发，通过研究厂址与环境之间的相互关系确定所选

厂址的适宜性,并对核电厂的工程设计提出环境保护方面的要求。

2) 申请建造许可证阶段的环境影响报告。根据实际的环境资料和设计数据论证该电厂的工程设计能否满足保护环境的要求,从设计上保证环境保护设施得到落实。

3) 申请反应堆首次装料阶段的环境影响报告。根据核电厂建设的实际情况和电厂运行前环境调查的结果,检验核电厂建设和环境保护措施是否符合国家和地方的有关规定和要求。

4) 核电厂环境影响报告的审批由国家环保总局负责。审批周期需6个月。

(2) 核电厂环境影响报告书的内容和格式。我国核电厂环境影响报告书的编写依据主要是核设施环境保护管理导则《核电厂环境影响报告书的内容和格式》(NEPA-RGI)。在不同阶段,环境影响报告书的内容各有重点,例如第8章在申请厂址阶段主要对候选厂址进行筛选,在申请建造许可证阶段主要内容为核电厂事故应急计划,在申请首次装料阶段重点是环境管理方面的内容。

6.1.2.3 劳动安全卫生评价

根据《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》(劳动部令第3号),在组织建设项目可行性研究时,应有劳动安全卫生的论证内容,并将论证内容作为可行性研究报告一个篇章章节编入可行性研究报告,并编制劳动安全卫生设施所需投资,将投资纳入投资控制之内。初步设计审查前,必须向劳动行政部门(国家安全生产监督局)报送“劳动安全卫生专篇”和有关图纸资料。

根据《核电厂职业安全卫生设计规定》([1995]136号)的要求,在可行性研究阶段,必须编制《核电厂职业安全卫生论证报告》,在初步设计阶段,必须编制“核电厂职业安全卫生专篇”。

核电厂职业安全卫生专篇的格式和内容详见《设计规定》附录二,主要包括:设计依据、工程概况、厂址和总平面规划、放射性的危害与防护、非放射性职业危害和防范、工业卫生技术措施和医疗保健设施、组织机构及人员配备和投资概算等。

6.1.2.4 消防设计专篇

根据《建筑工程消防监督审核管理规定》(公安部令第30号)的要求,国家重点工程的建筑工程设计应当编制“消防设计专篇”。核电厂的“消防设计专篇”包括:设计依据、工程概况、核岛、常规岛和BOP各子项的消防设计,以及厂区的消防设施等。

主要内容有:

- 1) 总平面布置:防火间距、消防车道、消防水源等。
- 2) 建筑的火灾危险类别和耐火等级。
- 3) 防火分区和建筑构造。
- 4) 安全疏散和消防电梯。
- 5) 消防给水 and 自动灭火系统。
- 6) 防、排烟和通风系统设计。
- 7) 消防电源、应急照明、应急广播、疏散标识等。
- 8) 火灾自动报警系统和消防控制室。
- 9) 手提式消防装置系统等。

核电厂的防火有很高的要求,国家核安全局发布了《核电厂防火》(HAF0202)的导则。在引进的核电厂中,国外也有专门规定如法国的RCC-I等。所以在初步设计和初步安全分析报告中,对消防都有很详细的说明。在最终安全分析报告中还要求有“火灾危险性分析报告”。

消防设计专篇是为方便国防科工委和地方消防部门审查而提供的独立文件,属于初步设计文件的一部分。一般在初步设计审查前,或与初步设计一起审查。

6.1.2.5 核电厂实体保卫设计专篇

“核电厂实体保卫设计专篇”的名称来源于《核电厂初步设计文件内容与深度规定》(核总设计发[1998]15号文)。在中华人民共和国公安部、国家原子能机构联合发布的《核电站安全保卫规定》(公通字[1997]117号)和国家核安全局批准发布的安全导则《核动力厂实体保护》(HAD501/02)中都没有明确规定要编制“核电厂实体保卫专篇”。

核电厂的初步设计中,按《核电站安全保卫规定》的要求,必须设置核电厂保卫机构和办公楼;武警部队宿舍和岗哨;设置实体屏障,出入口控制、探测监视装置和保卫控制中心。在安全分析报告中必须按《核动力厂实物保护》的规定,对核材料的安全进行实物保护。这些设计文件可以作为主管部门的审查和审批的材料。

6.2 现场总体规划设计

6.2.1 总体规划的概述

核电厂现场区域总体规划是核电工程建设的一项重要工作,是电厂各项配套设施及主体开工建设的重要前提;总体规划设计成果,是下一阶段各分区详细规划设计的基础。核电厂因其特殊的工艺与常规火电厂相比,工程建设有如下特点:

- 1) 核电厂建设规模大、周期长、投资大。
- 2) 核电厂的安全要求高。
- 3) 核电厂的建设涉及面广。
- 4) 核电厂的厂址选择涉及安全、环境等因素。
- 5) 核电建设过程具有连续性。

基于上述特点,为促进核电厂土地合理利用和各项建设合理发展,需要对电厂主体及配套设施进行科学的、系统的规划。

核电厂总体规划的主要任务是:在批准的规划容量和选定的厂址基础上,根据生产、施工、生活的要求,结合自然条件,对厂区、非居住区、限制区、施工生产基地、气象站、警卫营房、工厂生活区、水源地、供排水设施、防洪排涝设施、交通运输及其设施、出线走廊等从近期出发,考虑远期,进行统筹规划。

核电厂总体规划的期限与核电厂的建设周期相一致。

6.2.2 总体规划遵循的原则

在核电厂总体规划设计工作过程中,应遵循以下几点原则:

(1) 满足核电厂近、远期规划容量及其配套设施所需用地面积。核电厂用地面积,不仅要考虑本期建设所需的用地面积,还应该充分考虑远期规划工程及其相应配套设施所需的用地面积。

(2) 近期、远期结合,从近期出发考虑远期,统筹安排。总体规划时应应对近期和远期建设项目建设程序,作出全面安排,要近期、远期相结合,避免重复建设,又以近期为主,远期为辅,并防止远期项目不合理地提前在近期建设。

(3) 节约用地,合理规划反应堆厂房位置,以便最大限度地缩小非居住区面积,并充分利用非居住区面积。

注:根据GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》规定:非居住区为以反应堆为中心半径不得小于0.5km的范围;限制区为以反应堆为中心半径一般不得小于5km的范围。

(4) 乏燃料运输应避免穿越繁忙的国家干线和城镇居民

区,以短捷路程送到通向后处理厂的接受车站或码头。

(5) 按照常年最小风频的下、上侧依次布置生活区、饮用水源、配套设施、核电厂厂区。

(6) 充分利用自然条件,因地制宜,减少基建费用。

(7) 满足与相邻城镇设施的安全、卫生、环境等要求,并考虑不影响相互发展。

(8) 减少拆迁移民和原有设施的工程量。

(9) 各配套设施在符合有关规范、符合安全的前提下,宜与主厂区接近并相对集中。

6.3 总体规划编制

6.3.1 总体规划设计成果

核电厂的总体规划设计成果主要由下列三部分组成:

(1) 规划文本。表达规划的意图、目标,并对规划的有关内容提出规定性的要求。

(2) 规划图纸。用图像表达现状和规划设计内容,规划图纸应绘制在近期测绘的现状地形图上,规划图上应显示出现状和地形;规划图纸所表达的内容与要求应与规划文本一致。

(3) 附件。包括规划说明书和基础资料汇编,规划说明书的内容是分析现状、论证规划意图、解释规划文本等。

6.3.2 规划文本的主要内容

(1) 概述:说明厂址的概况和本次规划的容量及主要内容。

(2) 总体规划的指导思想。

(3) 规划依据及相关指导性文件。

(4) 总体规划基本工作原则。

(5) 功能分区及相关规划指标。分析核电厂厂址场地发展条件和制约因素,根据核电厂的工程组成进行分区,明确各分区的职能分工;根据工程建设需要明确各分区各项设施建设指标。

核电厂现场区域按功能划分为厂前区、主厂房区、开关站区、辅助生产设施区、现场生活区、施工区、水库区、取排水和海工区等几部分。在进行分区时,在确定主厂房区位置后根据厂址场地条件和厂址外部的制约因素,对辅助生产区、开关站区、现场生活区、施工区等进行布置。

(6) 规划分期。对核电厂建设分期进行规划,并明确各期工程对配套设施的需求。

(7) 人口及周边环境发展预测。根据核电厂的规划容量提出规划期内电厂的人口及用地发展规模,确定工程建设与发展用地的空间布局;研究分析周边环境及电厂与周边的规划接口关系,提出相应解决方案。

(8) 分区规划。在总体规划的基础上,对核电厂现场重点区域的规划布置作进一步安排,以便与下一阶段的详细规划更好地衔接。总体规划阶段应重点对主厂区、厂前区、海工区、现场生活区、施工区等进行规划。

(9) 专项规划。

1) 交通规划:确定电厂对外交通系统的布局以及铁路站、码头等主要交通设施的规模、位置;确定电厂区域主、次干道系统的走向、断面,确定主要广场、停车场的位置及容量。

2) 消防规划:确定电厂消防站位置,规划室外消防管线总体布局。

3) 通信规划:结合电厂前期工程、主体建设,电厂运行等阶段要求及核应急需要,对通信设施进行综合规划。

4) 进出线走廊规划。

5) 防排洪规划:确定各区的防洪标准,对主要区域的防排洪设施进行初步规划。

6) 安全保卫:按核安全导则的要求,对厂区围栏及安全保卫配套设施进行规划。

7) 给水规划:对生产、生活、市政用水总量进行估算;确定水源及水厂制水能力;对输水干管网进行布置,确定加压站的位置及数量。

8) 排水规划:确定排水制度;划分排水区域,估算雨水、污水总量,制定不同地区的污水排放标准;规划排水管、渠的布局 and 主要泵站的位置;确定污水处理厂的规模布局及综合利用措施等。

9) 供电规划:对不同阶段电源进行规划,规划供电线路的走向、电压等级和敷设方式等。

10) 核应急规划:应急计划区、场内应急设施、电厂应急条件下现场人员的撤离路线等。

11) 施工场地规划:根据施工要求,对施工场地的需求对现场施工承包商的活动用地进行分期规划。

12) 景观绿化规划:确定电厂的园林绿地系统的发展目标和总体布局。

(10) 主要技术经济指标。

6.3.3 规划图纸

(1) 厂址地理位置图(1:50 000 或 1:100 000)。

(2) 总体规划图(1:10 000 或 1:25 000,包括防、排洪规划)。

(3) 厂址分区图(比例同总体规划图,表现各分区的划分、规划面积)。

(4) 厂址与周边关系分析图(比例尺不限)。

(5) 核应急撤离路线图(比例尺不限)。

(6) 各分区规划总平面图(1:2000 或 1:1000,以推荐方案为主,辅以比较方案,各重点建设分区需考虑分期建设规划)。

(7) 专项规划图(具体要求可参照城市总体规划相应专项规划的图纸要求)。

7 前期工程设计与施工

7.1 前期工程设计

核电厂前期工程一般指“四通一平”工程,即通路、通水、通信、通电及场地平整。相关的前期工程设计主要包括第一罐结构混凝土浇筑前的前期配套工程的设计,如前期四通一平总体设计、土石方工程、进厂道路、供水工程、供电工程、海域工程(滨海核电厂)、现场配套生活办公设施、防排洪工程等。

7.1.1 四通一平总体设计

在新项目建设中,应适时开展四通一平工程总体设计,以利前期四通一平各单项工程设计的及时开展。原则上应完成总体设计,再开展相关工程单项设计,以确保各单项工程之间的协调。

四通一平总体设计的内容主要有:厂址有关设计参数、厂区总体规划、土石方工程、全厂截排洪工程、边坡工程、海域工程、交通运输、供水工程、施工用电、通信等的方案设计或总体规划设计。

7.1.2 厂址有关设计参数

为满足设计工作需要,根据厂址的调查与勘测资料,编制有关厂址设计数据。内容涵盖坐标系统、气象、海洋和陆地水文、地震地质和工程地质、外部事件、接入电网、重件

运输等方面的设计基准数据。

7.1.3 厂区总体规划

厂区总体规划应围绕核电建设与安全生产这一主题,开展征地范围内的总体规划工作,工作的重点是主厂区的总平面布置,包括核岛、常规岛和辅助设施区域等。规划应遵从国家和地方有关法规并与当地规划相协调;规划应注意近、中、远期相结合,一次性规划,分期实施,留有发展余地;应注意节约、合理用地;应注意保护和改善核电厂区域的生态环境,充分体现核电厂是安全、洁净能源的形象。

7.1.4 土石方工程

土石方工程的目的是平整出机组布置场地,为核岛负挖创造条件,同时为海域工程、主体工程和其他项目提供合格石料。土石方平衡要考虑到可实施性、经济性、动态性并留有余地。

土石方工程设计是结合总平面布置图已确定的场地开挖包络线、竖向布置和场地标高的情况,通过对各种开挖方案、回填方案以及核电厂建筑结构骨料用量进行综合分析,提出土石方工程全厂静态和动态平衡方案,指导现场施工。

静态平衡是指全厂土石方开挖、回填和必要的集料储备总体上是平衡的;动态平衡则主要指不同区域、不同时间段内的土石方工程是平衡的,即挖方被及时地回填到指定区域,没有产生二次转堆。由于地质情况的复杂性以及开采岩石采用的爆破作业控制难度和各项挖、填方工程之间的进度不匹配等原因,很难完全做到土石方工程的平衡。但通过充分的地质钻探、优化的爆破方案和严格的现场控制,及时在施工过程中进行跟踪、统计和调整,可以使土石方工程既满足工程需要又减少转堆,符合经济性原则。

7.1.5 全厂截排洪工程

为了保证核电厂的安全性,在核电厂前期工程中应设计截排洪沟,将厂址及其周边的雨水有组织地、安全地排入最终受纳水体。对于平原地区厂址,一般在厂址周边设排洪沟,防止厂外的雨水流入厂区。对于山区厂址,不仅要在厂址周边设排洪沟,还要视具体情况在山坡上设截洪沟,以减轻厂址周边排洪沟的负荷。排洪沟保护的区域不同,其设计标准也不同,保护主厂区的排洪沟设计标准较高,保护与核安全无关设施的排洪沟设计标准相对较低。不同建设阶段对排洪沟也有不同的要求,可结合总体规划情况设置临时排洪沟或永久排洪沟。

7.1.6 边坡工程

对于开挖后形成人工边坡的核电厂址,边坡设计首先要按照规范要求有针对性地进行地质勘探,查明所在边坡的岩土地质情况,根据边坡的岩土工程特性,在分析确定边坡破坏模式的基础上,并按照相关规范的要求选取适当方法,进行边坡安全性分析评价。分析验算过程中应充分考虑各种不利因素,针对边坡不同类别进行评价,最终根据安全性分析评价结果进行边坡设计。核电厂边坡距核安全相关厂房应满足一定的距离要求,如不能满足则应按核安全相关边坡进行计算和分析,确保边坡的安全性满足相关规定。

边坡开挖设计应按照坡体岩土的情况分层开挖,还应按照岩性采用不同的坡度比并在边坡上留出马道。为了保护好边坡,减少雨水冲刷,可以针对土质和岩质边坡采取相应的防护和绿化治理措施,如植草、挂网锚喷、喷浆等。

7.1.7 海域工程

对于滨海核电厂,一般使用海水作为循环冷却水,需要进行包括取排水构筑物、防波堤、护岸等相应的海域工程设计。海域工程主要起到保护取水渠的安全以及确保运营期间

取水流态的平顺和稳定等,同时还要根据需要设计重件码头,供设备运输使用。海域工程布置应服从核电厂总体布置,保证核电厂总体布置的科学、合理和安全性。

前期海工设计首先要分阶段进行大量的勘测工作包括测图、钻探、潮汐、海流和波浪等海洋水文气象校核分析工作,还要进行多项试验研究,包括整体波浪模型试验、波浪断面模型试验、防波堤抗震模型试验和循环冷却水取排水模型试验等。整体波浪模型试验的目的是测量防波堤、护岸、码头前沿、取水渠内的设计波要素,采取各种有效的消浪和防浪措施,满足核岛厂坪不被海浪淹没的条件和泵房内的波高限值的要求,验证各平面布置方案的港内稳泊条件。波浪断面模型试验的目的是测试和验证不同设计水位及其对应设计波浪作用下防波堤的稳定性、越浪状况和越浪量、波浪爬高值。防波堤抗震模型试验的目的是验证给定设计地震动强度条件下,港池外防波堤的抗震性能和稳定性,进行安全性评价,优化设计断面。循环冷却水取排水模型试验的目的是分析温排水在厂址附近海区随潮流运动的规律以及各种装机组合工况条件下,不同排水方案温度场的温度分布特性及变化规律,研究核电厂温排水近区及远区的水力、热力特性和随潮运动规律,验证取排水基本布置方案及其结构形式、尺寸,预报温排水对核电厂取水温升及环境温升的影响,绘制出核电厂海域温升分布图。

由于核电厂海域工程量大、建造时间长、造价高,有必要的在满足安全的前提下通过计算、试验以及对设计标准包括波浪、潮位、允许越浪量及抗震标准的选取等,对海工方案进行反复优化、验证。

为配合前期土石方工程,海域工程设计要及时启动相关试验和设计,及时消纳边坡开挖产生的大量石方,减少土石方二次转堆并及时形成对厂区的保护,以保证主体建筑的正常安全施工。

7.1.8 交通运输

核电厂交通运输可以分成对内和对外两大部分。对外交通可以通过公路、铁路、水运和航空等方式进行,内部交通则主要通过规划道路系统来实现。

可以利用核电厂附近交通系统,规划、修建一条连接临近公路的核电厂进厂道路。核电厂进厂道路工程是前期工程建设全面启动的必要条件,是核电厂最早开始规划设计的前期工程项目之一,也是核电厂前期工程启动的标志性工程。

进厂道路设计应满足核电厂建设和运行期间的运输,尤其是一些重型或大型设备的运输要求(包括承载力、转弯半径等)。同时要与地方规划协调好,考虑到核电厂建设期间交通量大且很多重载车辆通过,应尽可能减少与当地小型道路的接口。

道路设计首先要充分做好地质勘探工作,这是整个设计工作的基础,其质量的高低在很大程度上决定了道路设计工作的质量。设计应满足规范及设计任务书的要求,对于重点地段的复杂地质情况做好预判。勘探工作应有针对性地对重点地段增加钻孔,以便全面了解道路沿线地质状况。进厂道路设计应在总体规划指导下进行,要注意预留足够的道路穿管,以免对道路附近区域今后的规划、建设造成不便。

核电厂征地区域内道路设计要考虑不同阶段、不同的工程运输需求,要考虑永临结合,确保现场施工和电厂安全运行的需要(必要时含电厂应急撤离疏散公路)。

7.1.9 供水工程

核电厂建设周期长,用水量大,对水源的要求也较高。总的来说用水量主要考虑循环冷却用水、生产和生活用水、

施工用水三部分。

循环冷却用水主要用于核岛和常规岛的冷却水源。对于滨海核电厂,主要用海水作为其冷却水源,采用直流供水系统(对于取排水条件较差的核电厂,也有用海水冷却塔二次循环系统的);对于内陆核电厂,主要用江河水和水库水及中水作为循环冷却用水水源,采用冷却塔二次循环系统,若水量和环境容量允许,也有采用直流供水系统的。

生产和生活用水要用淡水作为水源,对于滨海核电厂,若周边淡水资源丰富,可利用周边的江河和水库水,也可修建核电厂专用水库蓄水;若周边淡水资源贫乏,可采用海水淡化技术提供淡水。对于内陆核电厂,主要用江河水和水库水作为淡水水源(一般和循环冷却水共用一个水源)。

前期临时施工用水对水质和用水保证率要求不高,可就地取材或修建临时供水水源。

7.1.10 施工用电

核电厂施工电源虽然是临时性电源,但由于核电厂建设规模大,分期且建设周期长,因此施工电源的设计必须充分考虑到以上特点,进行合理的规划,使其规划容量合适,电源点的分布设置合理,供电回路数量够用,供电可靠性高。

前期施工由于负荷小,且是临时性质,可从厂址附近末级变电站获得;若厂址离居民区较远,可自备柴油发电机。随着工程的进展尤其是主体结构施工准备阶段,电源的负荷增加,电源可靠性要求增高,施工电源可从电厂附近的10kV及以上电网引接。主体工程开工前应建设可靠性高、容量大的施工电源,一般是从附近的220kV变电站引接,线路应考虑电厂辅助电源的容量。

前期临时施工电源负荷主要考虑现场生产、管理人员生活用电和前期工程用电。主体工程开始后,施工人员大量增加,工程量增大,生活和工程用电负荷会有较大增加,同时考虑到核电分期建设且周期较长,应及时建成永久施工电源。

7.1.11 通信方案

为保证现场、公司内部通信及各公司之间的及时联络,提高工程运作效率,核电厂前期工程应规划设计相应的通信系统。一般考虑办公区规划有线电话网络和现场工程采用无线电话系统。应考虑办公区开通计算机局域网络,提高各现场与总部及相关部门的信息交换效率。

7.1.12 现场配套生活、办公设施

现场配套生活、办公设施需要根据建设分期及现场施工场地的变化统一进行规划和部署,既要考虑服务现场施工的需要,也应符合核电厂总体规划的要求。其规划设计应考虑永临结合,节省投资。现场办公楼设施宜一次规划设计、分期建设。

前期设计的现场办公及生活设施主要包括现场办公室、员工生活宿舍、配套生活服务设施等。

7.2 前期工程施工

核电厂前期工程施工主要包括“四通一平”等项目,即电厂进厂道路(必要时含电厂应急撤离疏散公路),现场办公与施工用水(含电厂淡水水源)、用电(含10kV临时电源和220kV施工及辅助电源),现场办公通信(含固定电话、移动通信及信息网络),场地平整(必要时含海域配套工程及混凝土集料生产)。

7.2.1 进厂道路施工

7.2.1.1 进厂道路的修建模式

进厂道路及应急撤离疏散公路在核电厂征地范围以外部

分往往涉及复杂的征地补偿等协调工作,故以电厂业主援建方式修建为宜,即由地方公路主管部门负责规划、设计,纳入地方公路网并负责组织建设与日后维护,在规划、设计阶段业主提出使用要求,并根据援建协议负责筹措必要的建设资金。

进厂道路及应急撤离疏散公路在核电厂征地范围以内部分以业主按照招投标法组织实施为宜,这样更有利于工程的“三大”控制。

进厂道路及应急撤离疏散公路施工可以考虑分阶段实施,可以先安排修通临时进厂道路,以尽早满足厂址场平开工所需的土石方施工设备进入现场。

7.2.1.2 进厂道路的施工与监理

施工标段划分应从有利于竞争,有利于现场接口管理,有利于工程的“三大”控制等综合因素考虑。

施工合同模式的选择,应根据实际情况,采取总包、单价或总包加单价合同模式。对于隐蔽性工程(如软基处理),在难以提供准确工程量的情况下,可采用估计工程量单价结算的合同模式。

施工阶段应充分考虑水土流失问题,做到水土保持设计、施工、验收“三同时”。

进厂道路施工监理单位也应通过招投标择优选定合作方,除了代表业主进行“三大”控制管理外,重点是施工安全的管理与现场变更的控制。

7.2.2 现场办公与施工用水、用电

现场临时供水、供电原则是:应尽可能早地完成整个工地用水、用电临时网络的规划并及时组织建设,及时跟踪和了解核电项目的总体规划进展状况,避免临时用水、用电网络与总体规划的永久网络出现严重冲突或不协调,既要满足现场办公、生活与施工需要,又要避免重复建设。

7.2.2.1 现场供水

核电厂址通常是远离城镇与居民生活区,周边往往难以提供现成的供水点。因此,现场办公与施工用水应按照厂址的现场实际情况尽早作出规划,必要时在数十千米外修建水库或引水管线并将淡水引至核电厂址,同时在厂址适当标高修建应急备用大水箱(如双堆布置1000MW级核电机组常设2个2000m³的大水箱),以满足核电前期工程、主体施工、调试与运行不同阶段办公与生活的用水要求。

7.2.2.2 现场供电

核电前期工程用电最大的往往是现场的砂石加工系统、混凝土搅拌站等,若使用柴油发电机将大大增加工程成本。因此,在核电前期工程总体规划阶段,首先在核电厂附近选择最合适的10kV或220kV高压线路供电接入点,并调查、核实其供电容量能满足核电建设的需求。

现场10kV临时供电线路可以考虑分期与不同阶段建设,而核电厂现场不宜架设高压架空线路。因此,在供电接入点与进厂道路较近时,宜考虑沿进场路边及现场规划的道路边建电缆沟作为供电走廊。

220kV线路是核电工程施工与调试并兼作厂外辅助电源,因此,其建设必须在总体规划审批后实施,而220kV线路建设涉及面广,与地方接口多而且复杂,宜考虑按设计、采购与建安统一交给地方电力系统的相关单位完成(即采用EPC模式)。

前期建设项目的供电电源必须与其他专业统一步调,协调考虑、互相配合,如道路建设需要考虑供电线路的同步,统一考虑以避免重复建设,节省投资。前期规划各个专业的人员应将其他专业的规划和设想进行综合,充分的优化组

合,如排水沟和临时电缆沟及通信沟的兼顾、临时供电和长期供电的兼顾,确定出最合理的前期方案,使建设省时、省工、省钱。

7.2.3 现场办公通信

7.2.3.1 现场通信

核电新开发的项目大多地处偏僻的小镇,相对当地的通信运营商而言,核电用户群必然成为其大客户,因此,应当充分引入竞争,充分利用社会通信资源,与当地通信运营商合作,为核电提供高效、稳定而优惠的通信服务。

前期建设初期需要考虑的信息工作主要包括本地办公局域网、内外部邮件系统、INTERNET 接入、视频会议系统、固定电话、移动电话等。

由于核电行业合作单位间的群体协调相对集中,宜建立固定内线电话与手机核电集群网,因90%以上的电话通话多发生在公司内部员工之间,建立固话虚拟与手机核电集群网后,电话费会大幅下降。

在项目初期可以使用无线网和VPN技术,利用计算机通过Internet接入进行移动办公,从而提高办公效率。

7.2.3.2 前期办公的应用软件分类

一类是基础办公软件,包括Windows操作系统、MS Office文字处理系统、MS Exchange邮件系统、内部网站和视频会议系统。

另一类是工程管理信息系统,主要模块有文档管理子系统、投资控制与合同管理子系统、进度控制子系统、财务子系统、设计管理子系统、人事子系统等。

7.2.4 场地平整

由于核电厂机组通常设计在中等或微风化至新鲜的基岩之上,故场地平整主要目的是将拟建机组区域开挖至设计标高。

(1) 场地平整的主要工作包括以下几方面:

1) 对山体的爆破与开挖,并对已开挖的边坡作处理以确保其长期的稳定与安全。

2) 选择合适的回填区域作回填处理,包括回填区域的地基处理。

3) 通常结合核电厂海域工程施工而为其提供各种规格石料。

4) 为整个核电厂厂房主体土建工程混凝土生产准备满足其要求的石料。

5) 必要时为后续厂房周边、道路等结构回填准备合适的回填备料等。

(2) 场地平整开工的必备条件有:

1) 核电厂厂址征用地蓝线图已经获得行政主管部门的正式批准,成为征地红线图。

2) 完成环境影响评估报告的编写,提交给环保主管部门并获得其正式批准。

3) 完成厂址征地范围地质灾害评估报告、水土保持方案的编制等并获得相关主管部门的正式批准。

4) 完成海域使用论证报告的编写,提交给海洋主管部门审核并获得其正式批准。

5) 向政府主管部门提交项目建议书及同意开展核电厂前期工作的请示报告,正式获得主管部门批准。

(3) 场地平整工作的注意事项:

1) 土石方开挖设计对土石比的设定与现场勘探与钻孔密度有关,是很难计算准确的,在合同执行时应考虑采取相关的措施。

2) 开挖边坡形成后应立即进行地质编录,对破碎的石质边坡和土质边坡宜采取喷混植生技术使边坡复绿。

3) 为满足水土保持的要求,开挖边界开口线以外的植被应该采取措施避免遭到破坏。

4) 土石方开挖与回填之间在设计考虑静态平衡的基础上,根据现场开挖工作面与回填、备料需求之间,必须定期协调,作出现场动态平衡调整,确保开挖与回填、备料间的实质平衡,同时将动态平衡统计数据反馈给设计,定期调整土石方的整体平衡。

5) 要选用开挖石料做混凝土集料时,必须提前做集料成套试验,包括石料的化学成分、物理强度试验及碱性集料反应试验等,特别是碱性集料反应检测往往需要近1年时间,必须提前计划好以免被动。

第3章 核电厂的设备采购与监造

1 核电厂主设备的采购模式

1.1 核电厂主设备的范围

核电厂核岛主设备的范围通常包括反应堆压力容器(RPV)、蒸汽发生器(SG)、堆内构件、主管道(包括波动管)、稳压器、安全阀、主泵、控制棒驱动机构(CRDM)、压力容器顶盖结构及支撑环、堆芯内中子通量测量装置(RIC)、堆芯外中子通量测量装置(RPN)、硼注箱、安注箱、主设备服务设备(环吊、装卸料机及专用维修工具)、主设备土建预埋件、主设备支撑等设备。

核电厂常规岛主设备的范围包括汽轮机、发电机、主变压器、主给水泵、凝汽器、凝结水泵以及主行车等。

常规岛汽轮机和发电机采购模式比较成熟,故本章节主要介绍核电厂核岛主设备的采购模式。

1.2 核电厂主设备采购模式划分的原则

核电厂主设备采购包划分应根据系统工艺设计方的设计经验和能力,设备设计方的设计经验和能力,设备制造商的制造资质、工厂装备、采购经验、制造经验、制造技术能力和制造产量及制造价格而定,而且还要考虑国家引进技术、发展核电和平衡各制造集团的产业政策、国产化政策和免税政策的要求,业主和工程管理及设备监造单位的管理经验、人员、技术水平、质量控制经验和能力,以及核电厂的工程计划、造价限额等因素。

在我国引进商业核电厂技术前期阶段,核电厂主设备主要采用整岛整包采购。目前主设备的设计、采购和制造技术已基本得到消化吸收,现阶段主要采用引进技术、自主设计、部件采购的原则。

根据自主设计、部件采购的原则,核电厂工程除了为数不多的系统(如汽轮机、发电机组及附属系统等)采用整包方式采购外,大多数设备都采用设计院设计、按部件采购的方式进行。核岛、常规岛主设备的采购活动均具有共性。

1.3 核电厂主设备采购模式划分

通常主设备采购包可划分为整包采购、非标准设备的部件采购和按图施工采购设备的部件采购三类模式。

1.3.1 整包采购模式

设备供应商负责主设备系统工艺设计、堆芯设计、设备设计、制造工艺设计、原材料采购、设备制造、工厂试验和包装等所有活动。设备供应商既是系统设计方,又是设备设计方,系统与设备设计接口通过内部处理。

设计院经过初步设计,编写并出版设备采购技术规格书,业主或工程管理单位据此编制招标书,进行招评标并确定供应商,与供应商签订整包设计与采购合同。合同商进行系统设计、设备设计和施工设计,并为整个系统供货。

主设备整包采购模式案例有:大亚湾核电站、岭澳一期、田湾核电站和秦山三期核电厂(重水堆)的核岛主回路系

统和主设备,大亚湾核电站和岭澳一期的汽轮机和发电机(T/G),岭澳二期的分散式仪控系统(DCS)等系统和设备的采购。

1.3.2 非标准设备的部件采购模式

设计院负责主设备系统工艺设计和堆芯设计,但由于主设备的设计经验和能力不足,或不具备主设备的设计资质,设备供应商负责设备设计和制造。

设计院编制设备规格书,出版设备总图或接口图纸,业主或工程管理单位在此基础上编制招标书,然后进行招评标。签定供应合同后,设备供应商负责设备详细设计,原材料采购和设备制造,并将接口信息反馈给设计院做系统设计和施工设计之用。设备供应商必须具有设备设计和制造资质、设计经验和能力。

非标准设备的部件采购模式案例有:岭澳二期主设备包(PLP-Primary Loop Package)、秦山二期蒸汽发生器、主泵等的采购。

1.3.3 按图施工采购设备的部件采购模式

设计院负责主设备系统工艺设计、堆芯设计、设备的详细设计,出版设备制造图纸和制造技术要求,及原材料采购技术规范,设计院必须具有相应的设备设计资质;制造商按图制造,负责设备制造工艺设计和包装设计,负责原材料采购,设备的加工、焊接、总装和试验等制造活动。设计院出图的深度应满足制造商的制造要求,二者不必交换设计接口。

按图施工采购设备的部件采购模式案例有:秦山二期2号压力容器、稳压器,秦山二期扩建3、4号压力容器、稳压器、堆内构件和控制棒驱动机构等。这些核级设备,制造单位尚无相应的设计资质。在招标阶段,设计院出设备规格书、总图、主要部件图用于招标,合同签订后再将更详细的施工图纸提交给设备供应商进行原材料采购和设备制造。

1.4 核电厂各种主设备采购模式的对比

核电厂主设备三种采购模式的优缺点对比如表3.3-1所列。

核电厂设备总投资比例较大,核级设备制造的质保要求和技术要求也较高,其中关键设备、部件制造周期又较长,设备采购与监造各环节的管理复杂而细致,需要业主、

表 3.3-1 核电厂主设备采购模式比较

	优 点	缺 点
整包采购模式	(1) 系统和设备性能很好得到保证; (2) 系统设计和设备设计接口较少; (3) 制造过程中发生制造质量(不符合项 NCR)和技术问题较容易得到及时处理和解决; (4) 设备制造工期较易得到控制	(1) 建造成本较高; (2) 当外方负责主设备整包供应时,不利于技术引进和消化,关键技术往往得不到转让,外方可能会封锁核心设计和制造技术

续表

	优 点	缺 点
非标准设备的部件采购模式	(1) 系统和设备性能较好得到保证 (2) 建造成本中等 (3) 制造过程中发生制造质量(不符合项 NCR)和技术问题可得到及时处理和解决 (4) 设计院通过技术转让,可引进更多的系统设计技术 (5) 设备制造工期易得到控制	(1) 系统设计和设备设计接口很多,工程管理协调工作量大 (2) 当外方负责主设备设计和供货时,不利于设备设计技术引进和消化,关键设计技术往往得不到转让,外方可能会封锁核心设计技术
按图施工采购设备的部件采购模式	(1) 静态建造成本较低 (2) 系统设计和设备设计由设计院承担,设计接口较少 (3) 通过技术转让,可引进更多的设计和制造技术,但中方制造商承担的风险较大	(1) 系统和设备性能得不到理想保证 (2) 制造过程中发生制造质量(不符合项 NCR)和技术问题时,设计院和制造商的处理意见可能会不一致,问题可能得不到及时处理和解决 (3) 设备设计和制造协调工作量大 (4) 设备制造工期难以控制

项目管理、设计与制造单位的精心组织和综合协调,才能使各类设备在确保质量的前提下按期供货,以满足工程建设三大控制要求与机组投产后长期安全、经济、可靠运行。我国现阶段积极推进核电发展,统一技术路线有利于核电设备制造的规模化、系列化,从而促进制造国产化,不仅能降低核电厂造价,而且能迅速提高核电关键设备的制造水平。

1.5 主设备采购打包的工程实例

为保证设备性能和减少管理接口,主设备采购可分为如下12个采购包。

(1) 反应堆压力容器(RPV): 顶盖, O 型金属密封圈, RPV 本体, 辐照监督管(8 根), 保温层, 支撑环, 主螺栓、螺母, 导向柱, 档案材料、余料、在役检查试块、参考材料等。

(2) 蒸汽发生器(SG): SG 本体, 一次侧堵板。

(3) 主泵: 泵体/电机, 战略备件(电机/水力部件), 阻尼器, 速度探测器/震动探测器, 一套安装、维修专用工具和备品备件。

(4) 堆内构件/控制棒驱动机构(CRDM): 上部堆内构件, 下部堆内构件, 导向筒, 压紧弹簧, 堆内构件吊具, 上、下堆内构件存放架, 控制棒驱动机构(CRDM), 配套工具。

(5) 稳压器(PRZ)/安注箱(ACC)/硼注箱(BIT): PRZ 本体, 加热器(备用加热器), 垂直支撑(包括预埋件), 水平支撑(包括预埋件), 上部喷淋装置; ACC 本体, 垂直支撑(包括预埋件); BIT 本体(包括加热器), 预埋件。

(6) 主管道: 主管道(包括原材料和预制, 安装产品见证件), 在役检查试块, 余料材料, 焊材(只提技术要求, 由安装承包商自行采购)。

(7) 波动管: 波动管, 支架, 阻尼器。

(8) 主泵/SG 阻尼器: 主泵阻尼器, SG 阻尼器。

(9) 主泵/SG 支撑、主管道防甩支架及预埋件。

1) SG: 预埋件, 垂直支撑, 上部水平支撑, 下部水平支撑。

2) 主泵: 垂直支撑, 预埋件, 主管防甩支架及预埋件。

(10) RIC 堆内中子通道量测量装置和热电偶柱组件。

(11) 稳压器安全阀, 包括阀位指示器。

(12) RPV 顶盖附件和吊具: 电缆桥架, 抗震拉杆, 抗震块, 抗震环, 顶盖吊具, 其他配套设备/工具, 导向柱储存架。

2 设备部件制造国产化与技术转让

核电设备国产化一直是国家在核电建设中重点关注的课题, 被视为制约我国核电规模发展的重要因素之一。国家积极推进核电发展, 给我国核电设备制造业带来了历史性的机遇。目前, 世界上能够设计核电厂和制造核设备的国家大多是发达国家, 核电产业涉及原材料、机械加工和电子仪表等许多行业, 核电设备的国产化, 不仅能降低工程造价, 减少运行维修费用, 从而减少发电成本, 更重要的是能够提高国家整体工业水平, 推动国家的制造业更上一个台阶。因此, 核电设备部件制造国产化与技术转让是核电产业发展的重要课题。

2.1 核电设备制造的国产化

2.1.1 国产化的内涵

国产化是发展中国家在工业化过程中常用的一种战略手段。国产化就是在引进国外先进技术和设备的基础上, 通过消化吸收, 形成本国的技术研究开发和制造能力。国产化强调引进技术及其消化吸收的过程, 注重技术和品牌的本地化, 对资本本地化也有一定的要求。一些发展中国家在工业化过程中, 特别是在制造业技术升级时, 把国产化作为实现赶超战略的一个重要组成部分。通常, 在该战略初期伴随着进口替代政策; 当国产化水平提高到一定程度时, 不仅基本满足国内需求, 同时也增强了本国产品的国际竞争力, 进而带来出口机遇。

2.1.2 核电设备国产化的必要性

2.1.2.1 核电设备国产化是提高核电竞争力的重要途径

从经济发展、能源多元化和保护环境的长远观点来看, 核电仍然是一个重要的清洁替代能源, 特别是在能源短缺的沿海地区。

当前影响我国核电发展的主要因素是核电与其他能源电力的价格竞争力。因此, 降低造价是提高核电竞争力的重要措施, 而核电国产化是降低核电厂造价的一个重要途径。从核电厂建设费用来看, 设备费用一般占到 45%~55%。由于国产设备通常要比进口设备价格低 20%~30%, 因此提高设备国产化程度是降低核电厂造价的最重要的途径。从长期运行的角度来看, 备件和备品的提供也需要实现设备国产化。

2.1.2.2 核电设备国产化将推动一批相关产业技术升级

实现核电国产化不单单是为了降低造价, 还有重要的产业带动效应。核电是综合性强的高技术产业, 涉及许多相关行业, 并与大型化工、电力等行业享有共性技术。核电国产化可以推动原材料、机械设备、电子仪表、大型装备制造等行业的技术升级。因此, 核电国产化有利于提高国家工业技术水平。从世界各国发展核电成功的经验来看, 重视设备国产化是最重要的一条。如日本、德国、法国、韩国等核电大国, 发展核电之初都是引进先进技术, 而后立足于自己制造设备, 最后都建立了规模强大的本国制造体系, 实现了核电

发展的良性循环。

2.1.2.3 核电设备国产化有利于提高大型国有企业的管理水平

核电厂建设工程管理和核电设备制造安全质量要求高,需要严格的质量保证体系。通过核电设备制造,将有利于提高我国大型工程建设和制造企业的管理水平,有利于国有企业改革和经营机制转变。

2.1.2.4 核电设备国产化具有重要的社会效应

(1) 防止国际上对我国实行核能技术封锁。由于核电技术既可以为国家经济建设服务,又可以用于军事,尽管目前核电技术的发展方向与军用核技术不同,但也有一定的互补性。某些发达的西方国家就曾限制对我国出口核电技术,正是在这种外部封锁的压力下,我国自主设计和建造了30MW核电机组。

(2) 维持和培养核技术人才和队伍。目前我国的核技术人员正处于新老交替的时期,老一代核科技人员正在超期服役;而新一代核电技术人员又需要实践锻炼。前些年高等院校的核专业生源少,转行的多,因此,要通过核电国产化来吸引和培养人才。核电国产化对保持一支相对稳定的核能技术队伍有着重要作用。

2.1.3 核电设备国产化所面临的问题和困难

近10年来,我国在核电设备设计、制造方面通过各种方式的中外合作和引进技术,已在设计软件应用、制造能力和仪表控制成套水平等方面都有了较大提高。但总结我国近20年来核电建设中积累的经验教训,分析出现的种种问题,也反映出能力与要求的差距,尤其是按国际接轨的要求差距更为明显。

2.1.3.1 设备设计部分

从事核电厂及其设备的设计研究,在我国已有20余年的经历,国内已基本具备了开展核电厂设备设计所必需的计算分析软件和进行设计验证的条件,并积累了一定经验。但是,按照与国际接轨、高起点的要求,全面开展百万千瓦级核电机组的设计,主要差距表现在以下几方面:

(1) 技术能力方面。有部分关键设备,如蒸汽发生器、主泵机组等,目前仍处于基本照抄阶段。

(2) 实践经验方面:我国缺乏自行设计、建造百万千瓦级核电厂的经验。对一些设备的重要数据、关键部位的改变及可能引起的动态变化的分析都还没有经验,必需通过加强科研基础研究和科技攻关,来充实设计依据和经验,或者通过引进技术、中外合作,直接运用国外的成熟技术和成功经验。

(3) 设计分工方面:我国自行设计、建造的秦山300MW和600MW核电厂,其电厂总体设计和系统设计主要由核工业研究设计院负责。核岛主要设备,大多由设计院供图,制造厂负责来图加工;而常规岛系统主要设备及电站通用设备和仪表控制系统,大都由设计院提出技术规格书,由制造厂进行详细设计和加工制造。此种形式造成设备设计和制造分割,增加了中间环节。这种设备设计、制造分家的情况在国际上不多见,以致在中外合作、引进技术的消化吸收中,难于协调统一对外,甚至制约了设计、制造自身能力和优势的发挥。这种差距在一定程度上影响了核电国产化进程。

2.1.3.2 制造技术部分

反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器、堆内构件等核安全一级设备及汽轮发电机组等常规岛设备,国内已基本具

备了加工制造的条件,但工艺技术不够稳定。主要表现在缺乏制度性的人员培训和经验积累,以致缺乏成熟的工艺技术储备,如异种钢焊接、不锈钢堆焊、汽轮机叶片和缸体加工、无损检测的质量判定等。

2.1.3.3 生产管理部分

设备制造的软件建设工作落后,如工艺文件的编制和实施、生产前的技术准备、质量计划、进度计划、配件采购以及工艺试验、工艺评定、过程控制、质量保证体系的有效运作和最终完工报告等,相应程序不配套。在质量管理的各个环节上缺乏严格控制,是国内制造厂存在的普遍问题。

其次是核文化意识建立不牢固。对核电设备制造,必须坚持定期进行人员培训和人员持证上岗操作以及质保软件的建设,要形成制度。保持核文化意识的常备不懈,比制造过程的硬件装备更重要,这方面的认识差距,已成为影响产品质量、影响能力发挥的无形障碍。

2.1.3.4 部分配套设备和原材料

百万千瓦级核电设备中,有一些要求高、技术难度大的核级设备和关键材料还不能实现国产化,如主泵的机械密封及其他核级密封件,仪表控制系统中全数字安全、保护系统等配套产品,国内不能生产,还需要进口;有些原材料,如反应堆压力容器的大型锻件、蒸汽发生器用U形传热管、凝汽器用钛管钛板、超低碳不锈钢材和大宽度钢板等,国内虽有研制,但还不具备稳定或批量生产的能力,往往需要进口。

2.1.4 核电设备国产化的发展方向

核电设备国产化与政府部门的政策导向、行业部门的归口管理、制造企业进入核电领域的决心和努力密切相关。政府部门主要通过核电规划、核电建设项目核准、工厂改造项目审批和科研攻关补贴、税收优惠等手段对核电国产化作政策导向。行业部门主要对行业分工、国产化资质论证等进行管理。制造企业通过对核电市场和自身条件的分析,确定进入核电制造的决心,执行必须的工厂技术改造和科技攻关,实现具体产品的国产化。核电设备国产化既是一种国家行为,同时也是企业行为,并与行业管理部门有关,参与各方都有各自的位置和作用,要做好国产化的工作需要各方面的大力协同。

作为核电项目的投资者——业主对核电设备国产化起着相当重要的作用。业主根据国家核电设备国产化的政策和要求,工程建设和发展的需要,对其筹建的一系列核电厂的设备国产化进行全面规划,分出轻重缓急,主动组织开拓工作,并最终实现“大范围”设备的国产化。业主在实施国产化规划中,需要超前研究和制定有待开发的“设备规范”,从建设的可行性、运行的安全可靠、检修的便利和投资的经济性等业主的需要出发,提出设计和工艺等的基本要求,适时组织样机试制和各种型式鉴定;需要争取政府和行业管理部门对国产化规划的领导和支持,争取将主导的开拓项目列入国家攻关计划并取得优惠政策;需要用后续项目的订货来吸引和调动制造企业投入提前开发产品的积极性,有步骤地培育适应核电发展的核电设备工业体系。

核电设备的研制开发需要大量的投入,但国家对核电国产化的投入和补贴是十分有限的,这主要需要依靠市场的机制解决。也就是要在研发成功后,通过后续设备的订货分摊消化研发费用。在核电国产化工作中,政府政策赋予业主在市场导向方面的作用主要表现在:

(1) 业主是核电厂安全的最终责任者,对国产化设备的质量和安全性后果要负长远的责任。制造企业产品的工艺评

定及成果鉴定,均须经过业主或其所委托代表的见证或验证。

(2) 业主是完成项目国产化计划的主要责任者。在项目核准时,业主向国家承诺了国产化比例,如果不能实现,必须承担一定责任。

(3) 业主是项目投资的最终责任者。业主掌握着订货权,也就是在一定程度上掌握着消化研发费用的手段。

国产化成果与使用紧密结合,很快可以转化为生产力,也会得到行业管理部门和制造企业的支持。实行国产化是核电业主的责任,主要着重以下三个方面:

(1) 核岛主设备的设计、制造类(主设备供应商设计制造)。

(2) 铸锻件、型材等原材料的加工制造类(非主设备供应商制造)。

(3) 核级泵、阀、电器、仪控等设备的设计制造类(非主设备供应商设计制造)。

就价值量、工作量、重要性而言这三类设备大体上相当,忽视哪一类设备都不是完整全面的国产化。关键的技术还是要靠自己研发、攻关才能获得。对于铸锻件等原材料,机、泵、阀等核级通用产品几乎找不到愿意向中国制造厂转让技术的国外制造商,这在由国家组织的自主化依托工程“三代招”的对外谈判中已得到充分的证明,因此,这些设备的国产化更是要依靠国内非主设备供应商的自主研制、开发和设计制造来实现。

2.1.5 核承压设备制造许可证问题

根据我国核安全法规 HAF601《民用核承压设备安全监督管理规定》及其实施细则的要求,核承压设备的活动实行资格许可证制度,许可证由国家核安全局颁发。许可证类型包括:

- (1) 核承压设备设计资格许可证制度。
- (2) 核承压设备制造资格许可证制度。
- (3) 核承压设备安装资格许可证制度。

对于国内制造厂,要进入核级承压设备制造(包括各类容器、热交换器、管道、泵、阀门)领域,首先是要能获得国家核安全局的制造资格许可证(泵、阀制造厂还需获得设计资格许可证)。从事制造核级承压设备关键承压材料(包括管材、板材、棒材、铸锻件和焊接材料等)的单位,也需要接受国家核安全局的监督,其中生产大型铸锻件的单位须取得制造资格许可证,焊接材料及其他材料可由材料使用单位通过质量保证体系加以控制和监制。

核承压设备制造资格许可证的有效期为5年,欲延长许可证有效期者必须在有效期满前6个月提出更换申请。

2006年4月,国家核安全局发布了《民用核承压设备制造安装资格许可证核发程序实施细则(试行)》,按照该细则的要求,今后在资格审查过程中,将通过要求许可证申请单位进行样机或模拟件的试制(以下简称模拟活动),对制造活动申请单位的核质保体系实施能力和技术能力进行审查和验证,以确认申请单位确实具备进行核承压设备制造活动的资格。

2.2 核电国产化的技术转让

2.2.1 核电国产化技术引进模式

国产化的基本特征就是通过引进技术消化吸收,逐步提高国内产业技术水平和制造能力,增强国际竞争力。因此,引进技术是核电国产化的重要环节。

从国际经验看,实现核电国产化的国家在国产化初期都

采取了技贸结合或合资等多种方式系统地引进核电技术,加以消化吸收。在选择技术引进的方式上有一些共同点:

(1) 充分利用国际上成熟、可靠的技术,实现国产化。法国、日本和韩国的核技术基础不同,但是在自主化初期都采取了系统引进成熟技术的方式。

(2) 充分利用本国的现有技术力量,高起点加快国产化。法国选择压水堆是由于当时国内已经具有300MW压水堆的开发能力。

(3) 以多种形式对外合作。各国的核电技术基础不同,在技术引进过程中,采取不同的引进方式。如法国是借助于合资公司获得和引进技术,并不断改进形成了自己的系列型号;韩国与日本则采取技贸结合的方式引进技术,在其后的改进研究开发中,都有外国企业参与,进行合作研究开发。

2.2.2 影响技术引进方式的主要因素

商用技术引进方式受内部和外部多种因素影响,由外部技术的可得性和国内技术吸收能力(包括技术、管理、人员素质、经济、社会发展水平)和技术的复杂性决定。一般来讲,可以分为三个阶段。

2.2.2.1 起步阶段

当一项技术在国内基本处于空白,或该项技术处于保护期内、受外方控制时,主要采用外商直接投资(独资、合作经营、合资经营和技术入股)的方式引进技术和制造能力,当地技术人员和工人可以在安装、运行操作中学习掌握技术,培养技术和管理人员,逐步形成技术吸收能力,最终外国资本退出,由本国资本控制企业。如法国的法马通就是与西屋合资,西屋占45%的股份,解决了技术引进资金问题,后来,西屋逐步退出,西班牙的核电技术引进也是从与美国公司合资开始的。

对于资本输入国来说,采取合资企业引进技术,既吸引外资弥补了国内建设资金的不足,又引进先进适用、可靠的技术和设备,填补国内空白。特别是外方参与生产管理,可以引进管理等软技术,培训国内的管理和技术人员。

2.2.2.2 发展阶段

指一项技术在国内已经有了一定技术基础和制造能力,能够自主运行企业,并完成某些工程的分包或某些设备的部件生产,甚至与外方进行合作生产。这一阶段主要采用技贸结合的方式引进国外技术。国内企业通过参与工程和设备分包,逐步扩大分包比例和范围,提高技术和管理水平,最终实现设计、制造和工程承包以我为主。国内厂家与技术出让方合作生产制造十分重要,通过参与研究、设计、试验、制造的全过程,有利于系统学习掌握引进技术。不仅可以学习加工制造技术,还可以学习组织管理和操作技术。

在这一阶段主要以间接方式利用外资。一方面可以利用国际组织贷款和国外政府贷款。国际机构贷款具有利率低,还贷期、宽限期长等优点,设备采购要求按国际设备采购导则公开招标,有利于引进先进技术和价格合理的设备。另一方面,可以利用外国政府贷款和出口信贷,但这类贷款一般要求采购贷款国的设备,币种选择自由度小,汇率风险大一些。因此,要综合分析设备价格、融资条件、货币种类等多种因素,选择最佳利用外资方式。

2.2.2.3 较高的发展阶段

较高的发展阶段主要是指一项技术在国内已经具有相当的基础和条件,具有一定的设计、制造能力,通过引进某些软件技术可以完成研究开发、工艺设计、设备生产和工程总承包。这一阶段主要采用许可证贸易、技术服务与协助、技术咨询等高层次的技术引进方式,由国内企业完成工艺设

计、设备制造和工程总承包。

在技术转让过程中,外方承担传授技术的义务,包括提供技术文件、技术咨询等。技术咨询服务的范围和内容相当广泛,大到工程项目的工程设计、可行性研究,小到对某个设备的改进和产品质量的控制等。技术服务的形式也是多种多样的,如提供咨询、信息资料和技术培训。通过咨询服务,引进方可以较少的花费和较短的时间掌握技术。

实际中,上述三个阶段的划分并不是绝对的,各阶段技术引进的方式也可以多样化。

2.2.3 我国核电技术引进方式

大亚湾核电站全套引进了法国的百万千瓦核电机组设备,同时引进核电工程管理和运行管理的程序,以及全套设计图纸和部分设计程序等。消化吸收的重点放在工程管理和运行管理技术以及程序方面,并实现运行自主化。引进岭澳一期核电机组时,其技术引进要点为:转让覆盖主供应商或主供应商控股的子公司所拥有的已经使用于核电厂的一切压水堆电站技术;转让的范围包括工程设计、采购、设备设计、执照申请、设备制造(包括生产准备、专用工具设计、制造文件)、安装、调试、运行、维修所产生和使用的图纸、接口文件、程序、手册、专项研究报告等,以及产生这些图纸文件所需的支持性文件(包括计算书和程序等);转让的形式包括提供图纸、文件、软盘、磁带、接受培训、咨询、专家派遣等,可以是整体的技术转让,也可以是以单件图纸资料的形式提供;转让方可以是任何一个或几个中国境内的制造厂或设计院等指定用户,但该指定用户要承诺不会将引进技术扩散给第三国的竞争对手并遵守有关的保密协议;技术转让免技术使用费。

秦山二期工程参考大亚湾核电机组的设计,采取以我为主、外国咨询的模式,进行了部分技术引进。一是引进成套核燃料组件和相关组件生产线,以及全套生产技术和设计资料。二是与法国法马通公司签订了核岛技术合作协议和秦山二期核电工程核岛技术咨询合同,共转让图纸 9500 多张,资料 13 000 多页,包括一些主设备设计、制造文件和资料,核岛系统布置文件和图纸;同时,转让 48 个计算机程序和数据库,共 103 个。三是技术咨询和委托设计,核岛设计合同期内共有 25 项咨询项目,安排咨询活动 88 次;对重要的设计项目采用委托设计的方式,双方用同样的手段对同一问题分别进行计算分析,共有 27 个分析结果用于工程设计。

秦山二期扩建工程和岭澳核电站二期工程采用“翻版+改进”技术方案,工程建设将按自主设计、部件采购方式进行。为使国内企业掌握主要设备设计和制造技术,实现 70% 国产化目标,在立足于国内已有的核电技术基础,充分发挥国内设计自主化、设备制造本地化的现有能力的基础上,引进必要的技术。具体的引进项目、技术内容、转让方式,将由承担供货任务的国内各制造集团(厂)按照各自的分工和现已具备的能力和水平来确定。对于需要引进的技术,根据充分调动企业国产化积极性的原则,按照“谁生产谁引进,谁引进谁出资”的方式运作。

目前,我国对核电厂各部分技术的掌握处于不同的阶段,因此,核电国产化的技术引进难以用简单的技贸结合或自主开发的方式来进行。根据我国现有的核电设计和制造能力,进行系统分解,分类采取多种方式引进技术和对外合作。

利用国外技术支持,目的是保证和提高国产设备的可靠性、安全性和稳定性。利用国外技术支持有利于系统消化和掌握技术,在吃透技术的牢固基础上创新,与自主创新并不

矛盾。

采取这些做法,正说明“以我为主,中外合作,引进技术,推进国产化”发展核电的方针是完全正确的。此外,在引进国外技术的时候,应全面规划,注意与外商建立长期合作、成果共享的伙伴关系,以利于我国核电技术及设备制造水平持续提高。

3 核岛关键路径设备制造的质量控制

核电厂的关键路径设备主要指核岛主回路设备,它包括了反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器、反应堆冷却剂泵、堆内构件、控制棒驱动机构、主回路管道以及硼注箱、安注箱、阀门等。以岭澳一期为例,设备系统见图 3.3-1。

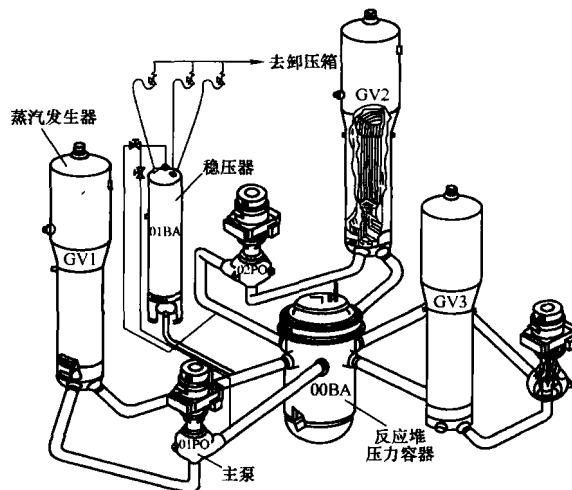


图 3.3-1 压水堆冷却剂系统

核岛关键路径设备的质量控制介绍范围主要包括这些设备的主要功能、设备描述、主要材料、制造程序和制造检验以及设备质量监督要点。

3.1 反应堆压力容器

3.1.1 制造程序

容器部件是以热成形方式制作的。壳体和法兰经过热锻而成,锻件钻孔后,压延然后模压成形;半球体封头通过加热压凹成形。

部件在热处理(淬火和回火)前基本成形,以获得所要求的机械性能。机加工之后,每个部件均用不锈钢堆焊、组装,然后进行焊后消除应力处理。

每次将 2 个管嘴插入到管嘴壳体中,并且焊接前通过安全端固定。管嘴内部的堆焊和安全端结合在一起。

完成的容器进行总体消除应力,然后将因康镍 Inconel 仪表管贯穿件焊接到容器下封头上。

根据 RCC-M 的要求进行检验,以确保制造过程中堆焊层下没有裂纹。深入的研究和实践表明,只有通过制造过程中每个工序的严格控制才能预防堆焊层下的裂纹。必须在制造中执行的正确工序为:更严格地进行堆焊的热状态规范,同时使用热方法进行管嘴堆焊。这些措施的执行情况,通过对未加工部件和使用新制造程序加工的第一件进行全面检验来验证。

3.1.2 制造检验

在制造过程中,进行下述检验:

- (1) 对于容器所有的部件,进行全面的超声探伤和渗透检验。
- (2) 对于焊缝,进行超声、射线探伤和磁粉检验。

(3) 对于堆焊的熔合情况, 进行超声波检验。
 组装完成后, 进行水压试验, 而后发运。

3.2 蒸汽发生器

3.2.1 制造程序

下述制造方法, 用于主要部件的制造:

- (1) 锻造半球形封头, 锻造锥形壳体。
- (2) 锻造管板。
- (3) 卷板后焊接制作圆形筒节。
- (4) 冷卷并退火处理制作热传递管。
- (5) 用锻坯通过热旋压方法制作带蒸汽管嘴的上封头。

对于所有直管, 最后进行一次特殊的热处理; 对于较小半径的 U 形管进行消除应力热处理。

与一回路冷却剂接触的部件, 进行防腐蚀堆焊。

管/管板组装通过定位滚压到管板中然后焊接来实现。管子在管板中全长度液压胀管使用层叠工艺装管和安装防振部件, 以使管子和防振部件间的间隙最小, 从而预防、降低蒸汽发生器期望寿命期的擦伤和磨损。

蒸汽发生器的上部和下部通过焊接进行组装。

3.2.2 制造程序

对于管/管板焊接, 在工厂进行氦检漏, 氦检漏探测器的灵敏度标定为小于 $10^{-9} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 。在试验中, 大于 $10^{-8} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$ 的泄漏就是不可接受的。如果发现泄漏大于 $10^{-8} \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{s}$, 相关的焊缝必须返修并且重新试验。

氦检漏在胀管前进行, 以检测管子和管板的焊接。胀管也会对管子和管板之间进行密封, 所以, 气体检漏必须在胀管前进行。

3.3 稳压器

3.3.1 制造程序

稳压器的圆柱体部件, 是由几个冷卷的筒节焊接组装而成; 半球形封头是在热压成形后, 焊接到圆柱体的两端; 和反应堆冷却剂接触的表面的防腐蚀层是堆焊而成。

缓冲、卸压、安全和喷淋管线, 通过全穿透焊接连接到容器上。仪表管嘴和稳压器内加热元件通过部分穿透焊和内部堆焊连接到一起。

3.3.2 制造检验

对于加热器元件, 要进行下述试验:

- (1) 每一加热器管, 均进行涡流探伤、超声波探伤、尺寸和直线度检查。
- (2) 所有焊缝, 均经过渗透检验。
- (3) 将加热器元件全部浸入冷却水中, 用电加热后, 对每一元件进行绝缘耐压试验。
- (4) 在导体和套管之间, 用高压进行耐压试验。

制造完工的稳压器(安装了加热器), 在制造厂内进行水压试验, 试验压力为工作压力的 1.5 倍, 温度为 JRTNDT +35℃, 但是至少 30℃。

3.4 反应堆冷却剂泵

3.4.1 制造程序

泵壳为无焊接的整体铸件, 扩散器焊接到扩散器法兰上。使用的焊接工艺为:

- (1) 扩散器和法兰之间的热屏蔽, 使用埋弧焊。
- (2) 热屏蔽用保护气体焊。
- (3) 惰性气体焊。

3.4.2 制造检验

每一泵壳, 均须进行水压试验。水压试验中, 仅对系列泵壳中的第一个泵壳进行应力和变形测量。

每一飞轮, 均须在设计的最大超速条件下进行检验。

对于每一台泵, 在工厂进行额定转速、压力和温度条件下的减功率试验, 试验时间至少为 50h。

安装在带有控制压力、温度和压降试验回路的每一泵组, 均使用所有泵壳中的同一泵壳。

对泵的电动机, 进行常规的平台试验(绝缘、介质损耗、空载和短路特性、转子超速试验)。

试验回路在降低流量的条件下运行, 以验证泵组的机械运行情况(密封、热屏蔽、轴承等)。

3.5 堆内构件

3.5.1 制造程序

制造程序中, 将堆内构件的部件分为两类: 只要求很少机加工的粗糙部件, 例如堆芯吊篮和热中子屏蔽; 高精度加工部件, 例如堆芯板、导向筒和仪表支撑板。

(1) 堆芯吊篮组件。堆芯吊篮由开槽的板卷制而成。在最后阶段, 在焊接加工的部件中, 要检查收缩量并且在 400℃ 下进行稳定尺寸处理。

(2) 堆芯板。堆芯板要求非常高的加工精度, 尤其是确定燃料组件定位销孔的位置。高精度加工, 在恒温下进行, 并且用仪表进行检验。

(3) 导向筒。导向筒由于焊接的原因使得加工非常复杂, 要使用数控机床或电子腐蚀进行加工。对焊接的顺序要认真分析, 以补偿焊后的收缩和变形。

为预防控制棒导向筒开口销的应力腐蚀, 要采取必要的措施, 将拉伸应力限制到与材料的特殊性能相匹配的水平。尤其是要:

- 1) 降低导向筒体和柔性薄板的预载荷。
 - 2) 减小控制棒导向筒法兰中销中心线的距离误差。
 - 3) 控制导向筒和上部堆芯板的配合, 以保持中心线在非常小的误差内变化。
 - 4) 选择最优化的抗应力腐蚀裂纹的热处理。
- 同时, 对于销的要求是:
- 1) 在材料化学成分分析中, 严格控制 P 和 Cu 的含量。
 - 2) 降低晶粒度, 以使 UT 更精确。
 - 3) 严格控制几何尺寸(减少薄板与上部板孔的表面接触)。
 - 4) 利用喷丸硬化进行机械表面处理。

3.5.2 工厂检验

制造完成后, 堆内构件应该在工厂内进行组装。该组装操作, 应该根据反应堆压力容器和组成堆芯的燃料组件的相应尺寸, 对堆内构件进行尺寸和误差检验。

3.6 控制棒驱动机构

3.6.1 制造程序

销爪套管和反应堆压力容器连接部件之间、销爪套管和驱动轴传动套筒之间以及驱动轴传动套筒上端部的密封焊接, 使用不熔化极惰性气体埋弧焊。所有的焊缝, 均要进行渗透探伤。

拆解轴的各部分, 均使用不熔化极惰性气体埋弧焊。

第一层焊, 使用 5~10 倍放大镜检查; 第二层焊, 进行渗透探伤。

3.6.2 制造试验

(1) 验收试验。每一驱动机构,均须进行下述试验:

- 1) 尺寸检验,或互换性。
 - 2) 水压试验(和一回路线路试验压力相同),试验后不允许有渗漏和永久变形。
 - 3) 最大负载无压力情况下,进行冷态试验,至少进行完整的5个循环,以测量移动速度和失电情况下的释放时间。
 - 4) 功能试验,以验证驱动部件的步进移动。
 - 5) 控制棒位指示器的灵敏度和精确度检验。
- (2) 性能试验。在完成验收试验之后,在压力、温度和反应堆棒束控制负载情况下,对2个控制棒驱动机构进行性能试验。在性能试验中检验:
- 1) 电流—时间曲线。
 - 2) 控制棒移动速度。
 - 3) 控制棒位指示器的灵敏度和精确度,以及传动接触点。
 - 4) 控制棒落棒时间。

性能试验中,对控制棒进行功能试验,包括在72步/min的最低速度、286℃和15.5MPa的条件下将驱动轴完全插入和抽出100次。在试验中,对电源电流—时间曲线和相应于移动部件产生的噪声水平,进行记录和检验。性能试验完成之后,对这两个驱动机构进行验收试验中规定的10个(而不是5个)完整循环的冷态性能试验。

3.7 主回路管道

3.7.1 制造程序

除过渡管段外,所有的管段及其管嘴,均在制造厂完成。

组装各个部件所使用的焊接方法为:惰性气体保护焊、固体焊剂自动焊和保护电弧焊。

3.7.2 检验

离心浇铸的管段、铸造的弯段、管嘴和所有的焊接,均进行100%的内部探伤和100%的渗透探伤。

3.8 关键路径设备制造的质量监督要点

3.8.1 材料采购

- (1) 审查材料熔炼分析、热处理报告。
- (2) 见证材料取样、标记转移、机械性能试验,审查机械性能试验报告。
- (3) 见证材料无损探伤并审查报告。
- (4) 注意主要材料相关部件的样件检验要求。
- (5) 不锈钢材料的清洁度控制。
- (6) 材料采购完工报告审查。

3.8.2 焊接工艺

(1) 开工授权:验证所用材料、部件的标识,现场工艺文件(工艺流转卡、焊接工艺评定和焊接数据包)和图纸的符合性及有效性检查。

- (2) 见证新的或更新恢复的焊接工艺评定过程。
- (3) 焊接材料的评定和验收文件审查或现场验证。
- (4) 焊工资格确认,抽样见证焊工考试。
- (5) 焊接过程见证,按现场焊接文件对焊接过程进行检查和见证,特别注意填充材料、焊接参数控制、焊后热处理等。
- (6) 见证焊缝或补焊区域及热影响区的无损检验,见证焊后变形的检查(如果有),报告审查。

(7) 对不锈钢材料注意清洁度要求,特别注意焊接接头加工和焊接过程中(包括无损检验)所用材料(包括水质)的有害元素控制。

(8) 要特别注意非承压件与承压件连接焊缝应满足RCC-M A4252的相应要求。

(9) 焊接不符合项处理的跟踪监督。

3.8.3 机械加工

(1) 设备能力的确认,包括最大加工尺寸(吨位)、加工精度、关键设备和新设备(或经大修后的设备)的样品试加工(或重要零件加工业绩)。

(2) 检查设备操作规程有效性,检查操作人员上岗培训及相关资格。

(3) 检查加工后检测手段,或相关量具是否有效。

(4) 开工授权:验证所用材料、部件的标识、划线位置或定位标记,检查现场工艺文件的有效性。

(5) 验证重要尺寸和精密尺寸的测量。

(6) 见证加工面无损检测。

(7) 对不锈钢材料注意清洁度要求,特别注意加工过程中(包括无损检验)所用材料(包括水质)的有害元素控制。

(8) 报告检查。

3.8.4 设备装配

(1) 检查并确认工作场地和工装情况(场地清洁、起重设备等)。

(2) 人员培训情况及资格确认。

(3) 授权开工:验证所用材料或部件的标识,检查现场文件的有效性。

(4) 见证现场制造按工艺步骤、按规程要求完成,如使用专用检测设备,验证设备标定的有效性。

(5) 见证相关操作符合图纸或规范要求(传热管穿管、胀管等)。

(6) 对不锈钢材料注意清洁度要求,特别注意制造过程中所用材料(包括水质)的有害元素控制。

(7) 见证水压试验。

(8) 见证性能试验。

(9) 报告审查。

3.8.5 质量计划审查和见证点设置

(1) 审查质量计划是否完整,内容正确,并列出了与相应活动有关的重要工艺。

(2) 审查质量计划已按业主参与见证点(PSPL)的要求设置了制造商、供应商和业主方的见证点。

(3) 根据合同要求和业主的要求增加和调整见证点的设置,原则上:

1) 对国外有经验的材料供应商或制造商(指长期向FRA-ANP和EDF供货的合格供应商,FRA-ANP和EDF自己的制造厂,以及为大亚湾和岭澳一期成功供货的供应商或制造商)的质量计划,原则上应以PSPL为基准设置见证点,并结合专项监督计划(SSP)中的要求,适当增加见证点(W/H点)。

2) 对其他国外供应商或制造商在上述要求的基础上,对重要工艺的开工授权工序和重要工序可以适当增加见证点的设置。

3) 制造阶段国内供应商的质量计划,应对所有开工授权工序设置业主的见证点(W/H),其中应有选择地对重要工艺的授权开工工序设置H点,主要有重要焊缝焊接和铸件重要补焊、重要部件的机加工、水压试验、泵性能试验、最终检查和包装发运等,以及结合SSP和实际的制造状况,

适当增加见证点(W/H点)。

4) 对所有返修质量计划的授权开工工序设置见证点, 其中对国外有经验的材料供应商或制造商, 设置 W 点; 国内供应商或制造商和其他国外供应商或制造商设置 H 点。

3.9 关键路径设备制造的进度控制

核电关键设备制造质量要求高、工期长、工序复杂, 必须作好进度控制, 编制科学严密的各级进度计划和控制目标, 制订正常运作的管理制度和会议制度, 组织得力的各级协调、指挥班子, 建立健全有效的跟踪监督机制, 及时提供全面准确的进展统计报告信息, 实现反应迅速的动态控制。承包商要根据标书规定的设备交货日期, 编制设备制造总进度, 中标后作为合同进度, 并编制制造二级进度, 经业主审查批准, 严格执行。承包商的计划部门要与技术、生产部门密切合作, 加强协调, 及时制订设备制造的年度、季度、月度、周和日生产计划, 以及各项工艺评定、焊工评定、工装计划和设备制造质量计划。开工前, 承包商要明确设备制造管理机制和组织机构, 落实技术措施和材料供应, 确保各项设施配套投产可用, 工序所需的制造文件、质量计划、设备、工装、辅助机具和材料到位, 生产人员考核合格。承包商在月报中, 要向业主报告制造进度执行的情况和存在的问题。通过月会或季度协调会, 及时检查和协调解决影响进度问题。业主和承包商要密切配合, 及时研究解决原材料和设备制造质量问题。业主要在合同条款中设立里程碑, 通过合同支付, 控制设备制造进度。表 3.3-2 是核电项目关键设备的典型制造周期。

表 3.3-2 关键设备制造周期(从下设备定单到离岸交货)

设备名称	制造周期	设备名称	制造周期
反应堆压力容器	40	一回路管道	30
蒸汽发生器	42	应急柴油机	30
控制棒驱动机构	36	硼注箱	24
主泵和电动机	40	安注箱	22
稳压器	42	汽轮机	35
堆内构件	36	发电机	34

由表 3.3-2 可见, 核电厂关键设备特别是一回路关键设备反应堆压力容器、蒸汽发生器的制造周期较长, 这主要是由于设备部件体积大、吨位重, 对采用的原材料锻、铸件要求高, 其结构复杂而导致焊接、机械加工工作量大, 而且加工各环节检验、试验的控制(W, H)点多。另一方面, 考虑到制造中出现的不符合项或加工偏差处理环节复杂, 有些还涉及核安全方面的审评, 因此必须在制造周期上留有一定的裕度。为满足工程总进度要求, 核岛一回路关键设备通常在主体工程第一罐混凝土浇注前 1 年左右便要下达订单。表 3.3-2 中所列的硼注箱、安注箱虽然制造周期相对较短, 但由于其布置位置在核岛反应堆厂房下部, 必须在土建施工开始不久吊入就位, 因此其开始制造的日期也需提得较早。

4 制造标准、规范与国家核安全法规、导则

核电厂设计中正确选择和使用相关的法规、规范、标准是极其重要的一环。各个核电项目的设计、建造、设备采购和监造中, 都确定了标准、规范采用的原则, 都编制了所使用的标准、规范目录。

国内还没有一套相对完整的核电厂设计、制造、运行的

规范、标准, 国内早期建造的核电厂, 由于主要设备的引进, 除必须遵照我国国家环保局、国家技术监督局和劳动部等部门制定的有关核电厂安全及环境保护的所有法令、条例、规定外, 主要仍是采用参考电厂国家的相应规范与制造标准, 我国核电厂采用的主要规范、标准见表 3.3-3。

表 3.3-3 我国核电厂采用的主要规范标准

核电厂名称	核电厂情况	采用的主要规范
秦山一期工程	国内自主建造	美国和国内编制的规范
大亚湾核电站	引进法国技术	法国 RCC
恰希玛核电站	出口巴基斯坦	美国
秦山二期工程	参考大亚湾核电厂	法国 RCC
岭澳一期工程	引进法国技术	法国 RCC
秦山三期工程	引进加拿大技术	加拿大、美国
田湾核电站	引进俄罗斯技术	俄罗斯
秦山二期扩建工程	参考秦山二期工程	法国 RCC
岭澳二期工程	参考岭澳一期工程	法国 RCC

4.1 我国与核电建设相关的法律

- (1) 中华人民共和国环境保护法(1989.12)。
- (2) 中华人民共和国水污染防治法(1996.5)。
- (3) 中华人民共和国大气污染防治法(1995.8)。
- (4) 中华人民共和国海洋环境保护法(1982.8)。
- (5) 中华人民共和国标准化法(1988.12)。

4.2 我国与核电建设相关的法规、规定与国家标准

核电厂选址、设计以及调试、运行、维修都必须遵循国家核安全局的核安全法规(HAF 系列)与导则(HAD 系列)的要求以及相关的 GB、GB/T、GBJ、TJ 系列标准、规范。

4.3 各部门行业标准

核工业系列的行业标准, 是为了满足核电厂设计和建造、设备设计和制造的需要, 有关部委组织设计院、科研单位编制的, 它覆盖核电厂设计的各个领域, 但其中不少是针对某个工程的, 不完全适用于百万千瓦级核电厂, 例如 EJ、EJ/T 系列。部分其他行业标准, 如交通行业的 JTJ、建工行业的 JGJ、电力行业的 DL、SDJ、SDGJ 等也适用于核电厂的工厂和设备设计。

4.4 国外标准

我国设计院使用、参照得最多的国外标准有国际原子能机构(IAEA)颁发的 50-SG 系列的核安全法规; 美国核管理委员会(NRC)颁发的法规、导则、标准审查大纲等 10CFR, R·G, NUREG 和 SRP; 美国机械工程师协会(ASME)、美国材料与试验协会(ASTM)、美国国家标准学会(ANSI)、美国核学会(ANS)、美国混凝土学会(ACI)、美国钢结构协会(AISC)、美国土木工程师协会(ASCE)、美国焊接协会(AWS)、美国国家防火协会(NFPA)、美国电气与电子工程师协会(IEEE)、美国电气制造商协会(NEMA)等颁布的标准; 法国的基本安全规则 RFS、核电厂设计和建造规则 RCC 系列及法国国家标准 NF; 还有国际电工委员会(IEC)、国际标准化组织(ISO)的标准等。

5 制造偏差与不符合项处理

核级设备制造不符合项的分类与处理是设备制造商、业

主以及国家核安全局深度关注的焦点问题之一。不符合项的分类与处理正确与否将直接影响设备制造质量与设备制造进度, 严重情况下将影响核电厂的建设周期、执照申请, 从而有可能进一步影响核电厂运行的安全性、整体功能的可靠性及经济性。

5.1 制造偏差与不符合项的基本概念

5.1.1 不符合项(nonconformance)

《核电厂质量保证安全规定》(HAF003—1991)对不符合项的定义为: 性能、文件或程序方面的缺陷, 因而使某一物项的质量变得不可接受或不能确定。需要注意理解以下4点:

(1) 不符合项产生的原因包括3个方面: 性能、文件或程序方面的缺陷, 其中任何一个或其组合的存在都有可能造成不符合项的产生。

(2) 不符合项必须最终落实到物项上, 即是否最终造成物项的质量变得不可接受或不能确定。换句话说, 文件、程序和图纸方面的缺陷, 如果没有对物项的质量造成损害或潜在损害, 便不能作为不符合项。即使是设备设计方面的缺陷, 如果在生产前能被发现并改正, 也不构成不符合项。

(3) 物项不符合(物项的质量变得不可接受或不能确定)并不等于物项一定存在性能缺陷。如果由于某种原因(例如质量记录不完整)无法证实物项本身是否完全符合技术要求或证实的成本太高, 该物项依然可作为不符合项。例如, 土建中隐蔽工程在隐蔽之前如果未按规定经监理方确认施工单位即自行隐蔽, 不管物项实体质量如何, 由于其隐蔽部分无法再检验(或检验成本太高), 质量已无法确定, 通常会作为不符合项处理。

(4) 物项的质量变得不可接受或不能确定并不一定源自生产过程, 也有可能是源自不正确的文件, 如错误的设计图纸等。在这种情况下, 即使生产过程完全受控, 仍然会产生不符合项。

5.1.2 制造偏差(Manufacturing Deviation)

制造偏差指制造过程中某项操作活动结果的实际值与其参考值之间的偏离程度。狭义的“偏差”术语的应用源于机械制造业, 它将零件尺寸的加工偏差, 定义为实际尺寸与基本(参考)尺寸之差, 即用工件制造加工结果经过测量而获得的实际值, 与该工件设计或使用所要求的参考值之间的偏离, 来反映制造加工的准确程度。目前“偏差”的概念已由原先的机械制造加工延伸扩展到其他作业活动。

关于制造偏差, 必须强调的是:

(1) “制造偏差”总是和诸如化学成分分析、机械性能试验、绝缘性能试验、加工、设计、设定、几何尺寸测量、无损检验、水压试验和产品性能试验等作业活动联系在一起。“制造偏差”结果的实际值, 往往通过测量(或校准、检定、测试、试验、检验等)得到; 定义中的“参考值”是一特定值, 是对作业活动结果的期望或要求, 可以是标称值、设计值、设定值以及技术规范规定的标准值等。

(2) 制造偏差是对作业活动的实际结果而言。通过对作业活动结果“理想”程度(与参考值偏离的程度)的评价, 来反映制造活动的质量和水平。

可见, 制造偏差实质上也是一种不符合项。因此, 以下论述若无特别指明, 不符合项隐含制造偏差。

5.2 不符合项处理原则

核电厂核级设备制造的不符合项的分类与处理的最基本

出发点是必须满足国家相关核安全法规的要求, 保证设备在寿命内可靠经济运行。

业主、供应商和制造厂必须制定一些措施, 确保不符合物项得到识别和控制, 以防止非预期的使用或交付。不符合项的控制以及不符合项的处置, 有关职责和权限应在形成文件的程序中作出规定。

按照核安全法规对不符合项的控制规定, 不符合项处理的原则要求包括:

(1) 必须按文件规定对不符合要求的物项进行审查, 并确定是否不加修改地接受、拒收、修理或返工。

(2) 必须规定对不符合项进行审查的责任和对不符合项进行处理的权限。

(3) 对已经接受的不符合项要求(包括偏离采购要求的)物项必须通知采购人员。

(4) 必要时, 向指定机构报告。

上述第(1)条为文件方面的要求, 责任方必须事先制定不符合项处理程序, 不符合项要形成书面文件; 第(2)条强调责任与权限, 从而引出不符合项的分类或分级管理; 第(3)条规定不符合项须报告采购人员, 即业主; 第(4)条必要时向安全机构报告, 一般是指偏离了购买方采购文件的要求, 并且违反核安全法规有关要求的不符合项。

5.3 不符合项的处置方式

(1) 不作改进的接受: 当可以证实不符合项并不影响质量时, 接受按原目的使用。

(2) 报废: 不按原目的使用。

(3) 返工: 通过完善化、再加工、再装配或其他纠正措施, 使不符合项符合原规定要求的过程。

(4) 修理: 是指把一个不符合项恢复到一种状态的过程, 虽然在这种状态下物项仍不符合原来的技术要求, 但它可靠、安全地执行预期功能的能力未受损害。

5.4 不符合项分类原则

按照 HAF003, 可将不符合项可分为三大类:

(1) 无须通知采购人员的。

(2) 须通知采购人员的。

(3) 必要时, 向指定机构报告的。

上述的指定机构一般指国家核安全局或其派出机构。因此, 从法规角度看, 不符合项的分类目的很明确, 就是为了通过对不同特征的不符合项采取不同的处理措施, 规定不同管理等级的审查责任和处置权限, 保证使不符合项的处理得到应有的控制。

在不符合项的审查过程中, 为了达到上述三种分类的目的, 在不符合项的分类时至少应考虑如下因素:

(1) 不符合所违反的规定要求, 比如法规要求、合同要求、设计规范或图纸、设备规范及相关的工业标准、制造工艺、制造厂的内部规定等。

(2) 不符合项对该物项的安全性、整体功能的可靠性及经济性的损害程度。

(3) 不符合项对其他物项的影响程度, 比如对零件的可互换性和其他供应商产品的接口尺寸的影响, 对参考电站安装、调试与运行的一般性原则的影响等。

(4) 不符合项处理的难易程度, 比如根据何种文件、采取何种方式处理, 是否有成熟的处理工艺, 处理的周期长短等。

(5) 还应该考虑供应商的业绩与经验、监造单位的业绩

与经验、所分类别简洁性、分界的清晰程度、可操作性等。

5.5 核级设备制造不符合项分类、处理的实际运作

以下以岭澳一期工程(2×990MW 压水堆核电机组)为例,说明对设备制造不符合项处理、运作的梗概。

5.5.1 设计建造规范对不符合项的规定

RCC-M A2400 提到两种不符合项:

(1) 偏离制造者本身的要求。这些要求在部件采购订单技术附件及 RCC-M 中未作规定。

(2) 不符合项与采购订单技术附件或 RCC-M 规定相关。

对于情形 1) 的不符合项,修复仅由制造者负责并且必须书面记录。

对于情形 2) 的不符合项,如果制造者能够修复,则按情形(1)修复;如果制造者不能修复,可按 A2500 或 A2600 处理。

RCC-M A2500 规定:对于符合 RCC-M 但不符合订单要求的不符合项,制造者不能修复时,则按照订单附件处理。

RCC-M A2600 规定:按照 RCC-M 制造的部件隐含必须符合 RCC-M 所有适用条款。当一个不可修复的 RCC-M 类不符合项产生,采取 RCC-M 规定外的纠正行动超出 RCC-M 范围,应由合同框架下指定的相关单位卷入。该不符合项必须被审查并以偏差报告书面记录。

5.5.2 不符合项的分类

岭澳一期核岛设备制造不符合项分为 I(内部)类与 E(外部)类两大类。

I 类:指与核岛(NI)供应合同或 NI 供应商订购单中未规定的要求有关的不符合项。

E 类:与 NI 合同或 NI 供货商采购订单中规定的要求有关的不符合项。

当 E 类不符合项通过修复达不到 NI 合同或 NI 供货商采购订单中规定的要求时,该不符合项就被称为偏差。

NI 偏差分为 C 类和 D 类:

C 类偏差是指偏离 NI 供货商要求的偏差,这些要求既不是 NI 合同规定的,也不是设备规范所规定的作为执行 RCC 要求的专门规定。

D 类偏差是指偏离 NI 供应合同规定要求,或偏离设备规范所规定的作为执行 RCC 要求的专门规定的偏差。

D 类偏差又分为 D1 和 D2 类:D1 类偏差是与 NI 供应商的成熟分包商(该供货商已向法国核电工程或法国出口单位供应过同类设备)的设备制造有关的偏差;其他 D 类偏差则归为 D2 类偏差。

对于接口类的偏差系统地划为 D 类。

5.5.3 不符合项的处理要点

I 类:此类不符合项的处理和纠正行动的执行均由 NI 供应商负责。

C 类:此类不符合项的处理和纠正行动的执行由 NI 供应商负责,但必须报告业主。

D1 类:NI 供应商告知业主拟定方案后即可处理直至接到业主的意见为止。

D2 类:NI 供应商在处理该类不符合项时应事先告知业主拟定方案,在得到业主的同意后才可处理此类偏差。

对于 D 类偏差中偏离了购买方采购文件的要求,并且违反初步安全性分析报告的承诺或建造许可证条件、导致产生不满足预期使用要求和安全功能的物项,或需经重新科学论证、试验和分析才能确定是否可接受的不符合项需经由业

主报告国家核安全局。

5.5.4 文件管理要求

众所周知,可追溯性是核电厂建设期间管理的最基本要求。为此,除了对供应商在技术管理和质保要求外,对供应商的不符合项文档提出如下具体要求:

(1) 无论哪类不符合项,供应商要专设岭澳核电项目不符合项文档。

(2) 无论哪类不符合项,供应商应将不符合项及纠正行动以规定的书面形式记录在专门文档内。

(3) 业主技术代表有权在供应商办公室随时查阅所有不符合项文档,必要时可复制相关文件。

(4) 供应商每月按规定的形式向工程公司和工程公司技术代表提交所有内外部不符合项(包括 D 类、C 类和上报法国核建设管理局的主回路相关的其他不符合项清单)的《不符合项报告清单》。

(5) E 类不符合项报告和其他偏差报告必须放入设备制造完工报告卷宗内。

6 工厂监造与出厂试验见证

6.1 工厂监造与出厂试验见证的目的和依据

6.1.1 目的

工厂监造与出厂试验见证的目的是从质量和进度控制两方面促使供货商所供的设备及相关文件满足供货合同的要求,在设备出厂发往工程现场之前,能够确保按照相关合同、法规、标准以及技术规范要求,完成了所有的试验程序并已合格。

6.1.2 依据

工厂监造与出厂试验见证的依据可包括:

- (1) 工程建造一级进度计划及采购二、三级进度计划。
- (2) 工程设备供货合同。
- (3) 工程设备监造合同。
- (4) 工程设备监造质量保证大纲。
- (5) 工程设备监造组织实施计划。
- (6) 核安全法规及设备相关规范及标准等。

6.2 供应方的责任和购买方的权利

6.2.1 供应方的责任

(1) 供应方应根据进度要求提交给购买方所有与质量监督有关的文件。

(2) 所有涉及设备检查和试验的费用由供应方承担,包括购买方或其代表要求的重新试验,重新试验的前提是最初的试验结果不符合合同要求或相关标准和规范。

(3) 如果设备检查试验的结果显示设备或设备的某一部分不符合合同相关技术规范的要求,供应方有责任根据不符合项处理的具体规定,在充分考虑购买方或其代表意见的基础上,采取必要的纠正措施确保设备能满足合同相关技术要求。

(4) 供应方对供应设备的质量负责,购买方或购买方代表的监造和检查验证工作不能够代替或减少供应方或其分包商的质量保证和质量控制活动,也不能够代替第三方监督,并且不能够减轻供应方对质量所负有的责任和代替购买方在设备到达工地后的验收活动。

(5) 供应方应协助购买方或购买方代表提供接送、住宿、居留、医疗、通信等方面的协助,必要时协助办理相关国家或地区的人境签证。

(6) 供应方应在其分包合同中包含必要的条款, 确保所有分包合同符合本附件的条款要求, 保证购买方对分包商拥有与对供应方一样的权利。

6.2.2 购买方的权利

(1) 在事先告知的前提下, 购买方或其代表有权进入供应方任何相关区域从事有关本合同设备制造的质量监督工作。

(2) 购买方或其代表有权参加供应方和分包商之间有关本合同所供设备的制造质量和制造进度的各种会议。

(3) 如果试验或试验结果不符合合同要求, 购买方或其代表有权要求重新试验。在双方协商同意的基础上, 购买方可要求补充试验。

(4) 当一些重要条件偏离质量要求时, 购买方或其代表保留中止供应方制造活动的权利。供应方应迅速采取纠正措施, 在重新开工前应使这些条件达到购买方满意的程度。

可中止制造活动的重要条件至少包括如下几点:

- 1) 严重违法法规规范、规程、图纸或批准的程序要求。
- 2) 明知材料或设备有缺陷且不能修复、未经有条件使用的批准而擅自使用。
- 3) 使用未经批准的图纸、程序或指示书。
- 4) 强制性的设计变更要求没有得到遵守。
- 5) 焊接、无损检验等特种工作人员无证上岗。
- 6) 购买方或其代表认为应行使该权利的其他条件。

(5) 购买方代表在设备监造活动中若发现不符合合同相关法规、标准、规范、程序或相关文件的要求时, 可根据问题的性质与轻重向供应方或其分包商发出意见。供应方或其分包商须在意见单规定期限内向购买方技术代表书面答复。

(6) 如必要, 购买方在处理重大事项时, 可通过会议、信息沟通等多种渠道, 最终形成一致意见, 作出决定。

6.3 对监造人员的要求

6.3.1 基本要求

(1) 核、热动力、机械、电气、仪控工程类硕士研究生、大学本科、专科毕业或相当学历。

(2) 对适用于核电站设备制造的知识和规程有良好的了解。

(3) 对进行设备制造质量监督和催货的方法有良好的了解。

(4) 能运用有关的设备制造质量监督和催货管理的计算机软件。

(5) 外语要求:

1) 参加合同语言为英语的国内设备监造活动的监督员, 应具有良好的书面英语水平(阅读、写作), 不低于大学英语四级相当水平, 如监督员达不到该要求, 应另外配置满足英语水平要求的人员共同工作。

2) 在英语国家工作的监督员应具有听、说、读、写英语的能力, 相当于大学英语六级的水平。

3) 派往其他非英语国家的驻厂监督员(6个月以上), 英语程度应相当于大学英语六级水平, 同时, 应尽量考虑选派具有初步利用该国语言交流能力的人员。

6.3.2 专门要求

监督员应按照所从事监督工作的特点与工作能力实行分级授权管理。监督员应从事与其专业背景相同或类似专业方面的监造工作, 并且按工作特点限定授权范围, 比如按核燃料、通用机械制造、高低压电气、仪控设备、总装与性能试验等; 同时, 监督员按其工作能力实行分级管理。

6.3.3 培训要求

为了使监督员胜任所承担的工作, 理解监督活动的安全后果, 应评审合格授权上岗。

应对监督员进行质量意识、质量文化、核安全文化、业务知识和专业技能等方面的教育和培训。

应根据设备监造的特点、资质要求结合每名候选人的具体情况分别制定个人培训计划(包括课堂培训、制造厂实习和必要的外语强化培训), 并组织实施、考核或评审。

监督员须经过如下主要内容培训:

(1) 质量保证方面: ISO 9000 族标准、HAF003 法规及系列导则、IAEA 相关法规等。

(2) 规范标准方面: RCC 系列标准、ASME 规范、BS 系列标准和国内外其他相关规范标准等。

(3) 安全技术方面: 《中华人民共和国安全生产法》、《电业安全工作规程》、《广东核电工业安全政策》。

(4) 专业技术方面: 监造概论, 压水堆核电系统及设备, 金属工艺, 焊接(焊接方法、工艺评定、焊接缺陷等), 金属材料及热处理(机械性能、热处理), 理化检验(金相分析、化学分析), 超声探伤, 射线探伤, 磁粉探伤, 渗透探伤和涡流探伤, 目视检查, 尺寸检查, 耐压试验和泄漏试验, 性能试验和仪控电气试验。

(5) 制造厂实习: 根据工作对象, 派往相关设备制造厂实习。

(6) 外语培训: 根据需要进行外语培训。

6.3.4 管理要求

(1) 所有从事设备制造的 QC 监督员须经审查认可, 申报材料应附相关人员的如下信息:

1) 《QC 监督员评审报告》, 至少包括培训项目与考核成绩、工作范围和授权人签字。

2) 《QC 监督员工程技术简历》, 至少包括个人基本情况、工程技术经历(其中时间精确到月)和相关资格证复印件。

(2) 监督员只能从事与其资质相关的设备制造 QC 活动。

(3) 设备监造代表应定期对 QC 监督员的工作进行考核、评估, 重点对该监督员过去所有相关 QC 活动进行评估, 并可根据具体情况要求其进行调整。

6.4 质量监督的主要活动

6.4.1 审查和批准质量计划

无论是供应方或是其分包商发布的质量计划均需在相关制造活动开始前由供应方传送给购买方审批, 同时将一份拷贝件发送购买方代表。

首次提交购买方审查的质量计划应包含如下信息:

(1) 封面(包括项目名称、制造单位名称、质量计划名称及编码、文件编制、审查、批准、状态、版本信息等)。

(2) 引用合同/定单和设备技术规格书及版本号。

(3) 部件或零件名称、图号。

(4) 制造过程中执行的活动按先后顺序列表(包括顺序号码), 如材料检验、焊接、热处理、特殊工艺、检查与试验等。

6.4.2 购买方 W 点和 H 点的通知程序

(1) H 点和 W 点定义。

H 点: 是制造过程中的一项关键工序, 是一个停工待检点, 没有购买方代表的出席, 供应方不得执行, 除非事先获得书面授权。H 点包括质量计划中购买方设置的 H 点以

及最终验收通知点。

W点：是制造过程中的一项关键工序，是一个通知见证点，如果购买方代表明确不出席或没有按双方约定的时间出席，供应方可以独立执行。W点包括质量计划中购买方设置的W点以及其他的通知点。

(2) 供应方制造厂应提前直接向购买方、购买方代表以及驻厂检验员(若适用)发出见证点通知单，并提前向上述各方就是否出席见证点以及出席的时间进行确认。

(3) 如H点和W点的监督活动涉及试验，供应方通常应在试验前向购买方提交试验程序，并抄送给购买方技术代表。

(4) W点和H点的检查和试验可依下列情况顺延：收到正式通知后，购买方代表可至多要求该检查和试验推迟，这种延期需经双方同意。

(5) 如果供应方或其分包商在没有通知购买方或购买方代表的情况下自行完成了W点或H点的相关活动，购买方保留要求供应方或其分包商重新进行相应工序的权力，如果相应工序无法重新进行，供应方或其分包商的行为即被视为不符合项，并按照不符合项处理规定进行处理，购买方保留拒绝接受该产品的权力。

6.4.3 开工会

原则上设备制造开工之前要举行设备制造开工会，设备制造开工会之前要召开设备制造开工准备会。对于供应方的设备制造开工，设备制造开工准备会和设备制造开工会均由购买方或购买方代表主持，在供应方自己的工厂所在地举行；对于分包商的设备制造开工，设备制造开工准备会和设备制造开工会由供应方主持，在分包商所在地举行。

如果设备制造开工准备会发现供应方或分包商暂不具备开工条件，则正式开工会将待开工条件具备后择日举行；如果在设备制造开工准备会的检查中发现供应方或分包商已具备开工条件，则该开工准备会即视为设备制造开工会。

6.4.4 月制造进度会议

月制造进度会的主要目的是用于各方沟通一个月来在设备制造、质量控制和计划进度等方面的情况，讨论制造进展状况、质量议题、所发生的问题以及相应的纠正和预防措施。供应方必须向购买方或购买方代表介绍详细的工厂设备制造进度计划执行情况并提交相关文件。

一般来说，制造进度会每月举行一次。具体实施时，这一频度可以经有关各方同意后改变。

6.4.5 专题会

除了定期会议以外，供应方或购买方可能需要针对某些专题(如需要专门讨论的技术、质量或进度方面的问题)召开一些会议。在这种情况下，应邀请供应方、制造厂、购买方和购买方后援单位等各个方面的专家参加会议，研究和分析情况，提出解决这些专题的建议。

专题会应经供应方和购买方双方同意后召开，会议议题等由双方协商确定。

6.4.6 不符合项处理

(1) 无论哪类不符合项，供应方应将不符合项及纠正行动和最终检验结果以规定的书面形式记录在专门的不符合项文件内。

不符合项文件包括不符合项报告说明、供应方论证、解决方案的执行文件以及最终检验结果。其中，不符合项报告说明至少应包括：

- 1) 相关设备/部件和技术文件的编号。
- 2) 不符合项描述以及与相关判据比较的描述。

3) 处置方案 and 任何拟采取的纠正行动。

(2) 购买方或购买方代表有权在供应方办公室随时查阅所有不符合项文档，必要时可复制相关文件。

(3) 供应方对不符合项的处理和纠正行动负全部责任，供应方对本要求的正确执行负有全部责任。

(4) 供应方应采取适当的纠正措施，避免类似不符合项的重复发生。

6.4.7 制造完工报告(EOMR)

(1) 供应方须提交制造完工报告。

(2) 制造完工报告是由供应方及其分包商随着设备制造进展逐步完成的，有关各方可以在采购和制造的不同阶段进行审查。

(3) 任何设备发运前，供应方应确保相应的制造完工报告已经完成或在延迟提交的情况下适用部分已完成并准备就绪，并通知购买方代表进行审查。

1) 如果购买方及其代表对制造完工报告(或适用的一部分)审查满意，购买方或其代表即在制造完工报告(或适用的一部分)上签字放行。

2) 如果制造完工报告不满足要求，供应方有责任补充缺项，随后购买方或其代表签字放行。

3) 最终的制造完工报告应在设备发运前在最后总装地组卷出版并按规定提交购买方。

6.4.8 制造符合申明

制造符合申明由供应方提供。

制造符合申明应当指明物项名称与编码、购买方合同或订单编号、设备规格书编码、所涉及合同或订单中的所有的技术要求已得到满足，否则应指出所有不符合内容。

供应方须在制造符合申明上签名和标注日期。

6.4.9 工厂质量放行单

制造完工报告审查和包装检查后，购买方质量监督检查员填写工厂质量放行单。

质量放行单在任何情况下都不能视为验收报告，也不减轻供应方应承担的合同责任。

6.5 工厂监造的分级管理

为了合理分配有限资源，确保重要设备以及其他设备制造质量，规范管理，设备制造QC活动实施分级制。分级时应考虑如下因素：

(1) 以供应合同确定的设备、部件和材料的质量保证级别为主要考虑因素；

(2) 同时充分考虑设备本身及其制造工艺的复杂性、制造过程或最终质量验证活动的难易程度、制造周期长短和制造厂业绩等其他因素；

(3) 前期工程设备制造QC的经验和教训。

设备监造代表在收到设备供应合同后一个月内应将有关设备制造质量监督活动分级结果报上级审查认可。

一般对最高级别的设备制造QC要求最为严格。

6.6 第三方监督

第三方监督的定义：由法定当局直接或其批准、指定机构强制执行有关设备所适用法规要求的独立监督。

第三方监督的有关要求：

(1) 供应方对境内有关设备的制造，必须接受中华人民共和国法定的第三方监督。

(2) 供应方对境外有关设备的制造，除了必须接受所在国法定的第三方监督外，还必须接受中华人民共和国法定的

第三方监督。

(3) 第三方监督所有涉及费用均由供应方承担。

(4) 当供应方向第三方监督机构呈送质量文件时,应向购买方送交其拷贝件,这些质量文件若已送交购买方则应传送相应的文件清单。

(5) 供应方必须将第三方监督的相关报告放入有关设备的制造完工报告中。

6.7 监造措施

6.7.1 质量控制方面

设备监造活动中质量控制的内容包括以下几个方面,对于具体设备监造活动中执行的范围应根据设备的质量监督等级而定。

6.7.1.1 监造活动前的文件准备

在开展设备监造活动前,设备监造人员编制设备监造的专用技术文件,用以指导、规范现场设备监造人员的设备监造活动,具体规定每一项监造活动的内容、条件和方法。

6.7.1.2 对供货商质量计划的审查

在收到供货商的质量计划后,设备监造人员应根据有关合同、法规、标准及相应的文件要求进行质量计划审查,包括质量监督点的设置。

6.7.1.3 对供货商不符合项报告的审查

当发现不符合项后,设备监造人员应督促供货商迅速形成不符合项报告,并对不符合项报告进行审查。设备监造人员应对不符合项分类的准确性及纠正措施进行分析判断,对于分类、处置不准确或可能引起其他质量和进度问题的不符合项需要及时给出书面意见;对于重要类不符合项,设备监造人员应对不符合项分类的准确性及对不符合项的处理措施提出审查意见,并以书面的形式发至购买方。

6.7.1.4 对供货商完工报告的审查

设备监造人员应进行完工报告的审查。制造完工报告应由供货商在制造过程中不断地进行编辑制作。设备监造人员须在设备采购合同规定的完工报告提交时间前,检查每一份制造完工报告的完整性和正确性。

(1) 如果制造完工报告验证满意,设备监造人员将在制造完工报告上盖章签字放行。

(2) 如果制造完工报告验证不满意,设备监造人员应督促供货商根据审查意见进行纠正,纠正后,由设备监造人员再次验证,盖章签字放行。

6.7.1.5 设备监造的执行

设备监造人员应按下述要求(但不限于)实施设备监造。

(1) 制造厂内质量控制文件完整性的检查。

针对每一项设备监造活动,设备监造人员一般在该项活动开展前就要对供货商为实现该项活动所必须准备的有关质量计划、工艺规程、试验验收方法、标准以及操作指导书等适用文件进行检查,检查这些文件与合同、法规标准的要求是否相符,是否有效。在操作现场要验证其完整性和有效性,并可随时取到,确实证实每项操作都有明确的质量文件加以描述、指导和规定。

(2) 操作人员资格验证。

在制造活动开始前,设备监造人员还应对关系核电设备制造质量有影响的工作(在监督导则有规定)的具体操作人员的资格进行检查。他们应该经过相应的培训,并通过考试,有足够的同类型工作经验,经过一定授权并取得有效资格。尤其是那些特殊性质的工作(如无损检验、专业试验、特殊工艺操作等)和那些不能通过事后的检验和试验去完全

验证其质量的工艺过程(如焊接、热处理等),对从事这类操作的工作人员必须验明人员的资格及有关证明、证书的有效性。

(3) 材料与仪器设备验证。

在某项制造活动开始之前,设备监造人员应对材料控制是否符合要求,对所用设备、专用机械和仪器等是否合格有效等作全面的检查。因为这两项是保证设备制造质量达到要求的前提物质条件。制造用的钢材、焊接填充材料、检验试验用材料等都必须按规定进行采购、验收、标识、保管和领用,材料的替代必须经相关单位部门的批准。

(4) 有关工艺的验证。

对于一些特殊的制造工艺,如焊接、热处理和表面处理等,设备监造人员应按照设备采购合同中的规定实施相关的工艺评定审查。审查范围应包括在设备规范中未能包括的一些专门工艺过程的工艺实施方案、操作步骤、过程、设备条件、技术标准、应用材料和人员资格等有关方面的信息和资料。必要时设备监造人员还应直接监督这一工艺评定的具体实施过程(包括其最终质量的检验与验收)。通过工艺评定的审查,最终得出明确结论,只有经工艺评定审查结论认为是质量合格的工艺才能在设备产品正式制造过程中加以应用。

(5) 见证点的出席。

设备监造人员应出席质量见证点。H点出席率为100%。

6.7.2 制造进度方面

设备监造人员除了对设备制造质量进行监督外,还需对设备的制造与交货进度进行跟踪、协调和控制,实施设备催交工作。

供货商应将其合同和主要分包合同的交货进度通报给设备监造人员。设备监造人员在制造厂内可要求获得设备加工制造的具体进度计划及其后续版本,这些制造厂的进度计划应包括(原材料)供应、加工制造、工厂试验、工厂放行等时间安排。

设备监造人员实施设备催交工作主要通过检查实际进度与计划进度的一致性、分析供货商提交的有关进度信息的准确性和有效性,并与供货商的定期会议协调和制造现场的检查来进行。

购买方对制造商制造里程碑的付款必须得到设备监造人员对相关内容的确认。设备监造人员应在供货商制造里程碑证书上签署意见。

6.8 会议制度

设备监造人员应出席相关会议、进行会议准备并按照会议的后续行动要求实施设备监造相关工作。对于制造进度协调会,在会议之前根据需要,购买方与设备监造人员之间要先召开设备监造有关的预备会,在此会上,设备监造人员向购买方报告上次会议以来设备制造过程的总体概况、其质量状况与进度计划完成情况、出现的质量与进度方面的问题以及供应商存在的不足,要对供应商制造活动中出现的敏感事件进行评估,特别包括不符合项的处理及进展情况,制造进度方面存在的困难及问题等,为制造协调会做好充分详细的准备。

6.9 报告制度

6.9.1 口头报告

通常不进行口头报告,出现下列紧急重大事项时,监造人员应先向项目部口头汇报,由项目部负责人决定是否由监

造人员直接向购买方口头汇报。口头汇报后 24h 内应提交书面报告,且以书面报告内容为准。需口头报告的紧急重大事项包括:

(1) 重要设备制造过程中,检查发现有重大质量问题(首次发现),可能导致设备报废的。

(2) 重要设备制造过程中,检查发现有质量问题(首次发现),返修、返工可能严重影响进度的。

(3) 其他可能的紧急情况和问题。

6.9.2 书面报告和设备监造人员应提交的其他文件

设备监造人员应提供下列纸质书面报告和可编辑的电子文件,购买方对这些报告和文件的审查或批准不减免设备监造人员的任何合同责任。

6.9.2.1 设备监造组织设计

设备监造人员应按照购买方的要求编写设备监造组织设计,该文件将对设备监造活动的组织和实施予以全面、详细的规定,该文件应在设备监造活动开始之前提交购买方审查或批准。

6.9.2.2 程序

设备监造人员应制订出设备监造相关程序文件的清单及编制计划报购买方备案,并按计划进行程序的编写工作,相关程序的内容应符合购买方的上游程序文件,程序的内容与编制和出版计划应满足设备监造活动的需要。在相应的设备监造活动开始之前,这些程序应提交购买方审查。

6.9.2.3 设备监造行动报告

(1) 适用范围:设备监造人员在出席质量见证监督点(W点和H点)后,应编制相应的设备监造行动报告。

(2) 跟踪与处理:设备监造行动报告必须按季度并于每季度最末月的 27 日前提交给购买方存档。

6.9.2.4 设备监造月度报告

(1) 适用范围:设备监造人员每月定期向购买方提交月进展报告。

(2) 主要内容:

1) 在本月中实施的监造活动的主要内容。

2) 各设备供货商设备制造中进行的主要制造活动内容和发生的主要质量问题。

3) 各设备供货商承担的设备制造的进度情况及主要存在问题以及对设备交付的影响。

4) 本月进行的与项目有关的培训情况以及人员的授权情况。

5) 下一月的工作计划。

(3) 跟踪与处理:月进展报告每月定期向购买方发布,每期将对上一期的问题进行跟踪直至该问题解决后关闭。

6.9.2.5 年度总结报告

设备监造人员还应向购买方提交年度设备监造总结报告,总结本年度的设备监造工作情况及确定下一年度的设备监造工作计划。

6.9.2.6 质量计划审查意见单

(1) 适用范围:向购买方提交对供货商质量计划的审查意见。

设备监造人员应在收到质量计划后在规定的时间内以质量计划审查意见单的形式将审查意见提交至购买方。

(2) 主要内容:从过程控制、质量见证点的设置、可操作性等方面对质量计划是否满足质量监督的要求提出意见。

6.9.2.7 不符合项报告审查意见单

(1) 适用范围:设备监造人员应在规定时间内向购买方提交对供货商不符合项报告的审查意见。

(2) 主要内容:对不符合项的分类、不符合项内容的描述、不符合项的处理等方面提出意见和建议。

7 燃料组件的采购和监造

燃料组件是由燃料骨架和燃料元件棒组成。其中,燃料骨架由控制棒导向管、中子注量率测量导管、格架、上管座、下管座和相应的连接件所组成,燃料元件棒由燃料芯块和燃料包壳组成。

7.1 燃料组件的采购

燃料组件是反应堆堆芯的核心部件,是核电厂运行的最主要成本,采购金额较大;对于新建核电厂,首炉燃料的采购合同是整个核电厂最重要的合同之一。实际上,燃料组件的采购包括两个方面的内容:浓缩铀(六氟化铀)的采购和燃料组件本身的采购。浓缩六氟化铀的技术规范通常采用美国的 ASTM C 996 技术要求。

燃料组件的采购有两种模式:

(1) 由业主直接采购浓缩铀,提供给燃料组件供应商。由于浓缩铀本身在燃料组件价格中占有最大的比例,因此业主直接在国际/国内市场上采购浓缩铀,能节省费用。

(2) 燃料组件合同包括浓缩铀,即由燃料组件供应商自行采购浓缩铀。其好处是能减少燃料接口风险,但增加了采购成本。

目前我国对核燃料、核材料、铀产品以及相关核技术的生产经营和进出口实行专营;业主如需从国际上采购浓缩铀,通常需要由中国原子能工业公司代理。随着铀资源日益紧张,国际铀价高涨。由于很多国家都还没有政府核能合作协定,中国从国际市场获得铀的渠道并不非常畅通,增加了采购难度。因此,很有必要从国际市场获得更加广阔的供货渠道。

7.2 燃料组件制造工艺和质量控制

下面分别介绍 UO_2 粉末和芯块、包壳管以及燃料组件的制造工艺和质量控制。

7.2.1 UO_2 芯块制造和质量控制

7.2.1.1 UO_2 芯块生产工艺

UO_2 芯块的生产原材料为六氟化铀(UF_6),其生产工艺由两部分组成:

(1) 采用化学转换工艺将 UF_6 转换为 UO_2 粉末;

(2) 采用粉末冶金方法(芯块成型和烧结)将 UO_2 粉末加工成 UO_2 芯块。

化学转换工艺流程是半连续工艺流程,包括 UF_6 的蒸发、悬浮物的过滤、煅烧及还原; UO_2 粉末的稳定化两个工序。芯块制造有三个工序:芯块成型、烧结和研磨。

7.2.1.2 UO_2 粉末的质量控制

对于经过均匀化处理的批料,进行的检查包括浓缩度、总铀含量、水分、氟含量、金属杂质、表面积、密度以及可加工性试验(流动性和烧结性)。

为避免误混合以及出于核安全的目的,浓缩度和总铀含量需在工艺过程的几个阶段中进行检查。产品的浓缩度由差分式发射光谱分析法测定,同时用质谱仪进行定期的控制检查;总铀含量用热解重量分析法测定;水分由库伦法测定;氟含量用热水解法和光谱光电计测定;用光谱分析法测定金属杂质含量,测量和检查的典型杂质为钙、铁、镍和硅。

为了保证一贯性和再现性,对 UO_2 粉末的物理性质进行常规检查。比表面积通过吸氮和排氮来测定,是工业上普

遍认可的方法。按标准方法测量松装密度和振动密度,用流量计测量流动性。

尽管有几道工艺检查,对每批均匀化的 UO_2 粉末(或颗粒)的加工性能,还要通过可烧结性试验来验证。这项试验是评价粉末的可压缩性和可烧结性的,它与标准芯块制造工序密切相关,而且要特别仔细地来保证这项性能试验与工厂操作实际之间的良好关系。对经过混料的批料进行这种可烧结性试验,可提供有关加工参数稳定性的全面综合资料。批料在进入下道工序之前,都要经过这种试验。此外,基于经验,每隔一段时间,要进行更广泛的性能检查(例如重要的化学组分),以及用陶瓷图像法(甚至用扫描电镜)检查粉末的几何特性和金相结构性能。

7.2.1.3 UO_2 芯块的质量控制

对成品芯块的质量控制是为了保持技术条件规定的要求,包括成分、密度、尺寸。为了进行质量控制,对芯块的氧铀比和总铀量用比重法进行常规测量,也可以用极谱法、重铬酸盐法和其他方法;通过高温水解将氟和氯从非金属杂质中萃取出来,然后用分光光度测定法或离子选择电极法进行测量;金属杂质由原子吸收法或光谱化学法测定;残留气体含量是通过高温萃取得出的;总氢含量可通过真空热萃取法或惰性气体扩散来测定;总氢量的常规测定,是以装入燃料棒内的芯块试样或者与装料芯块相同工艺的芯块试样来测定的。密度用体积法(干)或浸入法进行测定,通过烧结试验来检查密度的稳定性;微观结构是由陶瓷图像来评定的;用光学显微镜检查不经腐蚀的芯块断面,对孔隙结构进行常规检查;晶粒度是在经过腐蚀的芯块表面上进行评定的。

芯块尺寸的测定是按统计学取样进行的,用千分尺测量直径与长度;芯块两端面与肩宽,用轮廓仪进行测定,碟形体积用千分表测量;在旋转芯块时,用千分表测量其垂直度。

目测与标准样品相比较,来检验芯块的表面状况。检验项目包括表面光洁度以及100%表面缺陷检验,主要检查掉边、掉角及裂纹的程度与形状和其他表面缺陷。

7.2.2 包壳管制造和质量控制

包壳管制造主要是通过轧制工艺实现的,根据轧制的不同阶段可以把轧制分成开坯轧制、中间轧制和成品轧制3个环节。开坯轧制的冷轧管机的轧制直径最大,中间轧制的冷轧管机的轧制直径较小,成品轧制的冷轧管机的轧制直径最小。3个阶段的轧制工艺过程基本相同,只是工艺参数不同。以开坯轧制为例,具体的工艺过程如下:首先在冷轧管机对管坯进行开坯轧制,尺寸、表面粗糙度检查合格后,在脱脂清洗机、酸洗装置和干燥箱内进行清洗、酸洗和烘干,然后在氩气或真空热处理炉中进行中间热处理。开坯轧制完成后即转入中间轧制,中间轧制合格后方可进行成品轧制。成品轧制后还需进行矫直,内表面喷砂,外抛光,激光刻号,长度、垂直度检测,表面质量检查等。

由于燃料棒的设计必须考虑燃料组件在各种运行工况下的物理和热工水力特性,保证其作为防止放射性外逸的第一道屏障,这决定了包壳管的完整性和尺寸公差和尺寸稳定性是至关重要的。

包壳管质量控制要点:管子的外径、壁厚、椭圆度、长度、垂直度、端面质量、表面形貌、内外表面清洁度、内外表面粗糙度、热处理温度、时间和真空度。

7.2.3 燃料组件制造和质量控制

燃料组件制造主要工艺过程包括焊缝的准备、第一道焊缝的焊接、燃料芯块柱的堆放、燃料芯块柱的干燥、装入芯

块柱及第二道焊接、燃料棒充压焊接、燃料棒电抛光、骨架的加工、燃料组件的组装、燃料组件的包装和发运。

焊缝准备时需控制包壳管的长度并核对端塞的配合是否正确。确定无误后方可开始第一道焊缝的焊接和退火处理。焊后需用直径卡规和目测检查的方式,检查焊缝的变形和缺陷;对焊接表面的退火色泽进行检查,与预先确定的标样比较;并对每个焊缝进行X射线检验。若上述步骤未发现不可接受的缺陷,即可开始燃料芯块柱的堆放。堆放时先要目测检验芯块表面,再确定燃料重量和柱体的活性长度;堆放后进行浓缩度鉴定并按标样探测是否存在缺陷。检验合格后可以开始燃料芯块柱的干燥,干燥过程中需注意控制干燥温度和除氢的持续时间。干燥后方可进行第二道焊接和退火处理,检验项目与第一道焊缝相同。燃料棒充压焊接是通过燃料元件包壳的上端塞上的一个气孔向燃料包壳内充以2.0MPa压力的氦气,然后将这个气孔焊死。充氦气是为了减小燃料元件放入堆芯后冷却剂压力对包壳形成的压应力。

燃料棒充压焊接需检验燃料棒的长度和垂直度并用X射线检查焊缝质量,焊缝不得有任何内部缺陷。燃料棒充压焊接完成后再进行燃料棒电抛光和氦泄漏试验,焊好的燃料棒均须用氦质谱仪检漏。

下面介绍夹持燃料棒的骨架的加工过程。骨架由24根导向管、1根中子通量测量管、1个上管座、1个下管座、3个中间搅混格架和8个定位格架构成。由于涉及众多结构件,在使用前要测量骨架的加工制造仪表,并在进行下一步加工之前,需检查所有的结构件,另外还需核对组件的顺序并目测检查清洁度和损伤情况。

在燃料棒和骨架均已准备妥当后可以进行燃料元件的组装。组装时需监督组装的顺序,检查棒间距、长度,以及校核垂直度、倾斜及弯曲度。

燃料组件制造完毕后可以进行包装和发运。燃料组件应使用专用燃料运输容器运输。运输容器是一个可重复使用的金属容器,设计成可以防止冲击和振动,并能有效地防漏,以保护燃料组件在 $-40\sim 70^\circ\text{C}$ 温度下进行正常的吊装和运输而不被损坏。每个容器可以容纳1个或2个燃料组件,燃料组件可带相关组件,也可不带。起运前检查所有有关的装运准备工作,包括目测检查清洁度和损伤、控制容器在正常的状况、检验燃料元件在容器内的位置是否正确、检查容器的正常密封等。

燃料组件的质量控制要点:

(1) 尺寸方面:

1) 组件的整体外形轮廓,包括扭曲、弯曲和垂直度等。

2) 棒与棒、棒与导向管以及棒与外围物之间的间距,包括格架的外形轮廓点、耐磨垫及定位垫的结构形状等。

3) 上管座和下管座、上端板和下端板的重要尺寸,包括与操作工具的接口、与上堆芯板及下堆芯板的接口(压水堆情况)以及与控制组件、可燃毒物组件及阻力塞组件等的接口。

4) 导向管与功能有关的尺寸。

(2) 表面状态:粗糙度和清洁度等。

(3) 材料的成分。

(4) 对铝合金零件、对焊接或钎焊的零件等的腐蚀试验。

(5) 导向管、格架条带、组件及格架的弹簧、点焊缝等的机械性能。

(6) 操作、包装及运输规程。

7.3 燃料组件的监造

7.3.1 业主的权利和供应商的义务

尽管燃料组件制造厂对燃料组件制造的成功与否、质量好坏起着决定性的作用,但是业主作为核电运营的核责任最终承担者,对燃料组件制造过程的监督管理仍有不可推卸的责任,也需对燃料组件的制造质量控制进行有效的监督。为此,在燃料组件供应合同须明确规定业主进行监造的权利以及燃料组件供应商的义务。主要包括:

(1) 购买方有权充分了解燃料组件、相关堆芯部件及设备制造过程中与质量相关的所有情况。应购买方的要求,承包方及其分包商应及时向购买方通报与本合同产品质量相关的情况。

(2) 购买方授权代表有权在工作时间内进入承包方及其分包方与执行本合同有关的工作场所进行 QC 活动。承包方应为购买方代表的活动提供必要的条件和支持。

(3) 对购买方在 QC 活动中提出的问题,承包方应给出详尽而确切的答复。必要时,应购买方要求,承包方应提供有关的支持性技术文件。

7.3.2 质量计划

质量计划是用于工艺过程质量控制的文件,其内容主要包括:按活动内在的逻辑关系列出的制造操作、检查和试验工序表;每一道工序必须遵守的程序、图纸、细则和标准的编号及其版次;制造厂和购买方等设置的质量控制点(见证点及停工待检点);每种检查可能形成的记录(如检查报告、试验报告、不符合项报告等)编号。

通常情况下一般先由制造厂在质量计划上设置质量控制点(见证点和停工待检点),并在使用前提交购买方审查批准。购买方可以在质量计划上增加质量控制点,在制造过程中,如发现制造厂出现质量问题,购买方有权要求在已批准投入使用的质量计划上增加见证点或停工待检点。

7.3.3 质量监督的实施

燃料组件、相关堆芯部件和设备的所有检查、检验和试验,包括在元件制造厂对其分包方供应物项所作的检查、检验和试验一般均由制造方及其分包方负责(如有必要,购买方也可自行组织检验和试验),购买方进行旁站监督。制造方应提前(例如 2 周)书面通知要求进行的试验和检查项目和具体的日期。

对于一般的见证点,如果购买方届时不出席此种试验或

检查,制造方可自行进行,但购买方代表有权查阅试验或检查的有关记录和结果。对质量计划中的停工待检点,必须有购买方在场方可进行。如果购买方不能出席,应书面通知制造方。

在试验后,如购买方认为某项工作或其中任何一部分不符合合同要求而必须重新试验,则应及时通知承包方。该试验是在承包方实验室进行或是在有资格的第二天实验室进行,由双方商定。双方均应参加该试验,并应得到一份试验结果报告副本,如果试验结果证实该项工作确实不符合合同要求,承包方应承担该试验的全部费用和由此引起的其他后果。如果试验结果证实承包方的该项或该部分工作符合合同要求,购买方应承担该试验的全部费用和由此引起的其他后果。而由此可能导致的工作延误,承包方应力争赶上总计划进度。

对于燃料组件的质量监督,一般采用驻厂监造的方式,购买方代表可以对整个制造过程进行跟踪和监督。这种情况下的见证点及停工待检点,制造厂仍需书面通知购买方代表,但时间上可以更灵活些。

7.3.4 不符合项的处理

不符合项报告、清单以及所有与处理该不符合项有关的记录(质量控制计划、检查和试验报告以及购买方的最终决定)都必须纳入制造完工报告。

7.3.5 制造完工报告和质量放行单

在任何已完工的燃料组件、相关堆芯部件和设备发运前,供应商应确保相应的制造完工报告已经完成并通知购买方质量监督检查员审查。该报告应至少包括:产品符合证明;材料清单;材料证明书;在执行过程中完成的质量计划;热处理证明和记录;无损检验报告和射线探伤底片清单;各种试验报告;焊接数据包和/或焊接程序及其清单,焊工资格等方面的文件;质量计划中引用的任何其他适当的文件;内部不符合项报告清单;外部不符合项报告。

如果质量监督检查员审查制造完工报告结果是满意的,质量监督检查员应在该报告上确认。否则,供应商应改正其不完善之处,直到质量监督检查员盖章确认。

制造完工报告审查和包装检查后,质量监督检查员还须检查装箱文件。确认无误后填写工厂质量放行单。然而,质量放行单在任何情况下都不能视为验收报告,也不减轻供应商应承担的合同责任。

第4章 核电工程的土建施工

1 核电厂土建施工特点

我国自20世纪80年代开始建造核电厂,至今已经建设了浙江秦山一期、秦山二期、秦山三期,广东大亚湾、岭澳和江苏田湾等核电厂。上述核电厂除秦山三期采用的堆型为重水堆,其他核电采用的堆型均为压水堆。对于核电厂的土建施工而言,不论什么堆型,对土建施工的要求和施工过程均大同小异。

目前建造的核电厂中,其土建部分以厚、重、大的现浇钢筋混凝土结构为主,施工难度较大、施工过程较繁复,且施工质量较难控制。从目前的发展趋势看,核电厂的土建施工逐步在向集成化、模块化的方向发展。即加大在车间的土建和设备安装的预制量,利用施工现场的大型起重设备将模块组件直接吊装至施工部位,以节省施工现场的施工时间。但此类施工方式,将对施工现场土建和安装施工总体协调提出更高的要求。

以下以岭澳核电厂为例对核电厂土建施工的主要施工特点予以介绍。

1.1 厂房结构复杂,施工难度大

核电厂主要厂房包括核岛厂房和常规岛厂房两部分。核岛厂房包括反应堆厂房(RX)、燃料厂房(KX)、核辅助厂房(NX)、电气及连接厂房(LX)、柴油发电机厂房(DX)等主要厂房。常规岛厂房主要包括汽轮机厂房(MX)、主变压器和降压变压器平台(TA)、联合泵房(PX)等。所有厂房均为现浇钢筋混凝土结构。

由于厂房内的设备数量多、核安全要求高,使得厂房内的混凝土结构极为复杂,形状怪异。例如反应堆厂房的内部结构为包容在直径为39m的圆筒形安全壳内的多层厚重钢筋混凝土墙板结构,主要由底板、一次屏蔽墙(堆芯)、二次屏蔽墙、隔墙、6个楼层板和反应堆不锈钢水池等部分组成,标高从-4.5m到+34.0m。墙体厚度不等,最厚处达2440mm,最薄处也有300mm,墙体拐角极多。同时为了以后核电厂运行的安全,内部结构施工还包含大量的特殊部位的施工,主要包括底板内多种测量仪器仪表的预埋、堆芯钢结构环梁褐铁矿混凝土施工、堆芯中子探测器定位构架和底板的安注水箱定位架等大量的环型高精度预埋件安装、反应堆不锈钢水池的混凝土施工和不锈钢施工等。施工工期短且所有的施工部位均集中在有限的空间内完成,施工困难大。

1.2 施工周期长

核电厂正式工程的建设周期一般为60个月左右,主要包括3个阶段:正式开工前的施工准备期10个月,正式开工至钢衬里穹顶吊装22个月,穹顶吊装至安全壳打压试验结束的装修、核清洁等施工需28个月。核电厂土建施工受到核安全、建造工艺等因素的制约,可压缩的空间不大,对施工环节要求高。施工中应合理规划,防止无谓的浪费。

1.3 投资规模大

在国内,百万千瓦级的核电厂其建造成本一般为人民币

300亿元。岭澳核电厂是一个技术密集、资金密集的项目,而对土建施工而言,其中建造成本大约为20亿人民币,所占的总比例虽然不大,但绝对数字仍然十分可观。在核电建设周期内如何更好地使用这些资金,也是一个需要认真研究的问题。

1.4 工艺复杂,施工接口多

核电厂建设是一个系统工程,涉及的专业是庞杂的,而土建工程只是其中的一小部分,但涉及的专业及施工工艺也是繁多的,主要包括:混凝土施工、模板施工、钢筋施工、预应力施工、各类仪表安装、防水施工、核清洁施工、防雷接地施工、钢衬里施工、不锈钢施工、油漆施工、预埋件施工、管道安装、门窗施工、堵洞和嵌缝、围护结构施工、围栏施工、无损检测以及混凝土试化验等。

同时,核电设备安装工作介入很早,部分设备需在土建结构封闭之前提前引入。有大量的土建工程要与安装工程交叉施工,部分房间要与安装单位移交与反移交多次。因此,要求土建施工与安装单位要密切配合,加强协调,确保计划节点按时完成。

1.5 质量要求高

由于核安全法规的要求,对核岛工程质量也有着不同于一般项目的要求,制定有严格的质量标准和技术规范,有些误差要求要以毫米计算。因而,在质量管理上,要求建立项目上专用的质量管理体系、严格的检查控制制度,强调过程控制,多级检查,层层把关。

2 主体工程土建施工组织及施工准备

核电厂土建工程施工,由于其质量等级高、结构复杂、投入人员和设备多,施工准备和施工组织工作是保障项目顺利实施的先决条件。我国在近20年的核电建设历程中,由学习到实践,积累了相当多的核电建设管理经验。以下以岭澳核电的CPR1000堆型项目核岛厂房的土建施工为例,从组织机构、人员组织、材料采购、机械设备的管理、生活和生产临建、施工方案和工作程序、混凝土试验和供应链准备等方面进行阐述。

2.1 项目组织机构

项目经理部领导班子由项目经理、党委书记、项目副经理、项目总工程师、项目总会计师等组成,实行项目经理负责制。项目组织机构详见图3.4-1。

2.2 人员组织

CPR1000堆型的土建主体准备及主体施工工期一般为6年,项目经理部可配置管理人员年均人数约为196人左右,施工高峰期年均约为250人,工人全员劳动力达到高峰期时,共有人数约为2300人,管理人员和工人比例为1:10。岭澳核电建设期土建施工人员情况见表3.4-1。

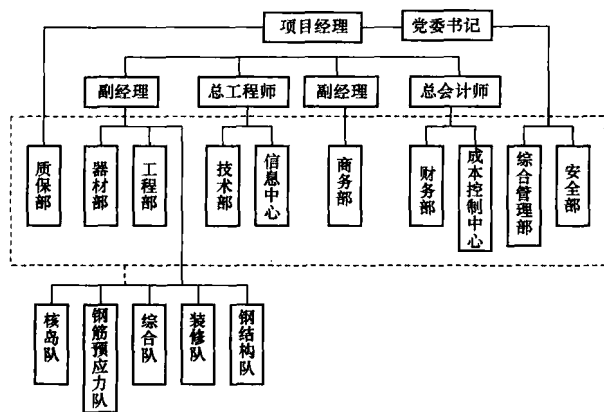


图 3.4-1 项目组织机构

表 3.4-1 岭澳核电站建设期间土建施工人员配置 (人)

人员类别	序号	工种	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	年均人数
管理人员	1	职员	180	190	200	193	164	78	168
	2	木工	122	231	368	266	155	35	196
工人	3	瓦(灰)工	146	82	136	182	153	47	124
	4	混凝土工	64	137	159	92	31	12	82
	5	架子工	19	15	30	29	22	10	21
	6	钢筋工	74	188	319	208	100	28	153
	7	铆(焊)工	36	113	161	216	165	53	124
	8	油漆工	14	20	52	76	63	32	43
	9	机械人员	59	97	151	123	73	39	90
	10	其他	111	350	491	350	267	96	277
合计			644	1232	1868	1541	1028	351	1110

2.3 材料供应

材料供应的主要工作环节包括编制采购文件、供应商选择、材料采购招标、合同谈判、合同履行、物资进场、物资发放、物资回收。

核电建设初期，由于采用国外技术，使用国际标准，我国核电建设材料主要依赖进口。经过近 20 年的努力，国产材料已逐步适应了国际上的一些通用标准，虽然目前国内尚未形成系统的核电材料配套供应商，但许多有预见性的材料生产企业已逐步进行调整，并确定了服务于核电的发展方向。目前，核电建设所需的主要材料，包括钢筋、水泥、钢材、防水材料、普通油漆等都已经在国内采购，而预应力钢绞线、预应力钢管、设备闸门等也正在进行国产化的代换工作，但仍有部分材料需进口解决，主要包括：不锈钢衬里、预应力锚固系统、永久性仪表、钢衬里钢板、防辐射油漆、嵌缝和堵洞材料、迪威达钢筋、哈芬导轨等。在以后的工作中，进口材料国产化仍将是材料采购中的一项长期任务。

核电厂土建工程建设期间材料采购的基本要求是保证质量、保障供应和控制成本。为了达到要求，采取的主要措施包括严格进行供应商资格评审与管理、材料计划进行分级管理、严格实行编审批责任制、实行采购项目成本责任制、主要大宗材料严格进行招标采购、对重要物资的生产供应进行必要过程监督、严格控制进场物资的复检工作等。

2.4 机械设备的管理

核电厂土建施工过程中共投入使用的机械设备共 3500 台/套左右，主要设备的具体情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 核电厂土建施工投入使用的机械设备

序号	设备名称	单位	数量
1	生产车辆	辆	49
2	土方机械	台	20
3	起重机械	台	47
4	混凝土施工机械	台	59
5	油漆喷砂设备	台/套	22
6	钢筋联动设备	套	30
7	预应力设备	台	37
8	焊接设备	台	140
9	机床锻压设备	台	39
10	木工机械	台	15
11	测量设备	台	33
12	焊化实验设备	台	48
13	通用设备	台	51

其中以塔式起重机群和混凝土生产链设备的管理最为重要。

2.4.1 塔式起重机群的管理

塔式起重机群管理的重点为塔式起重机群的使用、维修、保养工作。塔式起重机的安装由具有国家认可的拆装资质的拆装队进行安装，并按《特种设备监察条例》的规定到地方质量技术监督局进行申报，经当地特种设备检验所检验取得检验合格证后，将安全检验合格标识牌固定在塔式起重机的显著位置后方可投入使用，并按规定两年一检，确保安全使用。

塔式起重机群的使用调度由工程部门在现场配备一名调度员，各使用单位提前一天提出需用计划，调度员结合现场实际统一安排每台塔式起重机的工作任务。塔式起重机实行“定人、定机、定岗位”的三定制度。

塔式起重机实行“125h、250h、500h、1000h”运行间隔的强制保养制度，每月编制塔式起重机强制保养计划，塔式起重机强制保养计划与施工生产计划同时下达，建立塔式起重机保养维修台账。操作工在工作前、工作中、工作后对所操作塔式起重机自检及日常例行保养，主要按照“十字作业法”进行。起重工在工作前、工作中和工作后，对起重钢丝绳、吊索吊具、各种安全装置（如限位器、锚定装置、防碰撞装置等）进行全面检查与鉴定，及时更换不合格产品。

2.4.2 混凝土生产链设备的管理

混凝土生产链设备包括采石设备、碎石加工生产线、搅拌站、布料机、拖式泵、混凝土泵车、混凝土搅拌运输车等组成。

混凝土生产链设备的操作人员实行操作证制度，必须经过培训并取证，做到“四懂四会”，即懂结构、懂原理、懂性能、懂使用规程；会使用、会保养、会检查、会排除故障。经考试合格领取操作证，持证操作，操作证定期复审。

为使搅拌站工作满足生产需要，保障设备正常运转，对搅拌站设备建立四级维护制度：小时维护、日维护、周维护、月维护。在特殊情况下，混凝土生产量比正常生产量大或浇筑安全壳混凝土以前要全面、系统性地维护搅拌设备，做好准备工作，在进行中每 4h 检查一次叶片的紧固情况，保障生产顺利进行。

为使泵送设备满足施工生产的需要，做到及时供应、满负荷运转，必须对泵送设备进行强制计划保养。操作人员做好日常保养的情况下，由修理车间作定期保养。

2.5 生产和生活临时建筑

核电工程生产临时建筑布置对核电建设的影响至关重要

要。岭澳核电土建施工期间,其生产临时建筑主要包括项目办公楼、土建试验室、混凝土搅拌站、钢筋厂、木工车间、混凝土预制件厂、钢衬里车间、喷砂油漆车间、预应力车间、机修车间、无损探伤室、物资供应仓库、大型设备停放场地及材料堆放场地等。同时在施工现场设置有现场办公室、厕所、现场医务室、周转材料的堆放场地等来保证现场施工的顺利进行。

施工现场临时供电采用树干式和放射相结合的方式,分多级由外围向里逐级分布供电点,并按照“三级配电两级漏电保护”和“一机一闸一漏一箱”的原则对施工现场的临时供电进行布置。现场供水、供气采用环网,并以放射式的方式分多级由远向近,由下向上逐级分布供水点和供气点。

为方便现场施工,生活临建应布置在离开现场不超过12km范围内。生活区根据国家有关生活用房设施参考指标,计算配备相应的职工宿舍。另还需在生活区配备卫生所、培训中心、食堂、体育设施等辅助建筑。并配备多辆大客车,作为职工上、下班运输工具。

2.6 技术文件的准备

技术文件主要包括施工方案和工作程序。

施工方案分为三个层次。第一层次为施工组织设计,在整个项目开工前编制,确定一些重大的施工方案,如总平面布置方案、混凝土施工方案、模板施工方案、钢筋工程施工方案、钢衬里施工方案、穹顶吊装方案、预应力施工方案等,为整个核电的建设奠定基础;第二层次为每一分项或专项工程施工前,在施工组织设计的基础上对分项工程或专项工程的施工进行具体的规划,制定实施方案;第三层次是在施工过程中,每一具体部位施工前编制,如混凝土施工分层分段方案、模板配置方案等。

工作程序是对某一分项或专项工作制定具体的操作方法与步骤,即相当于作业指导书,根据工程进展和需要分阶段编制,一般整个核电厂土建施工过程中需编制工作程序300余个。

2.7 混凝土及混凝土供应链的准备

由于核电厂一般建设在海边,并具有运行时间长和核安全要求高的特点,因此对混凝土的施工质量具有极高的要求。为了保证混凝土供应的质量,应做好混凝土的配合比试验,同时建设专用的砂石厂和混凝土搅拌站。由于混凝土配合比配制时间较长,一般核电建设的首要任务是砂石厂的选址和搅拌站的建设。

2.7.1 混凝土配合比试验

岭澳核电按照不同厂房不同使用部位和不同使用功能的要求有数十种不同的混凝土配合比。混凝土类型包括按照法国标准配置15~40MPa结构混凝土,按照国家标准配制的C15~C30的混凝土,同时包括重晶石混凝土、褐铁矿混凝土、纤维混凝土等特殊混凝土。在所有混凝土中,按照法国标准生产的40MPa结构混凝土由于其主要用于反应堆厂房安全壳,尤为重要。

混凝土配合比试验内容主要包括初步配合比试验和可行性试验。初步配合比试验是在试验室研究和得出的满足施工所要求的各种质量技术要求的基本混凝土配合比,可以为可行性试验提供合理配合比,并在可行性试验过程中研究各种参数的影响以便在以后进行指导修正。初步配合比试验除进行常规的试验项目外,一般还要求做90天抗压强度试验和28天抗拉强度试验。

可行性试验也称验收试验,目的是验证初步配合比试验中确定的混凝土配合比在实际现场条件的制作和浇灌过程中其主要技术指标是否符合技术标准的要求,是否满足施工的需要。可行性试验内容主要包括坍落度试验、28天抗压强度试验、水泥试验、28天抗拉强度试验、和易性试验、试样的比重试验、混凝土产出试验(按配合比生产混凝土时,测定其实际体积与理论体积之比)、泵送试验(需泵送的混凝土按核准的配合比设计,要求在最不利的施工条件下进行泵送试验并取得成功)等。

2.7.2 砂石厂和搅拌站的配置

砂石场设在核电厂周边,其原石料来自核电厂周边的石料开采区。砂石的生产由专业队伍运作、管理。除了满足核岛、常规岛土建施工所需的砂、石骨料供应外,还应满足辅助工程、结构回填、海工等的砂石骨料供应。其混凝土总量约60万 m^3 ,砂石供应总量达到120万t,砂石场生产运行时间估计约5年。

搅拌站一般设置在施工现场,一般分为核岛厂房搅拌站和常规岛厂房搅拌站。每个搅拌站均配备有自动化强制搅拌机2台,单机搅拌容量1.5 m^3 ,产量60 m^3/h ,搅拌时间35s,可连续24h生产混凝土,可选择手动、自动和全电脑控制等模式。同时每个搅拌站最少需配6辆8 m^3 混凝土罐车、4台87 m^3/h 布料机、4个87 m^3/h 地泵、1台50~80 m^3/h 泵车,方能确保土建工程的所有混凝土生产、运输、泵送供应。混凝土的供应由专业队运作、管理,统一对混凝土生产计划的编制进行动态调整,以保证满足并完成大量的生产任务,保证混凝土的质量。

3 施工现场的管理

核电厂施工现场的管理主要包括技术管理、进度管理、质量管理和安全管理等几个方面。

3.1 技术管理

由于核电厂结构的复杂和核安全的重要性,核电建设中对承包商施工技术管理的要求就更高。同时由于我国的核电厂的堆型不一致,提供建造安装技术的国家不一致,造成各个核电厂的技术管理方法也有很大的不同。例如岭澳核电为法国技术的压水堆、秦山三期为加拿大技术的重水堆、田湾核电为俄罗斯技术的压水堆,各个核电厂建安期间的技术管理模式均受到了技术引进国的影响。总的来讲,从技术管理模式上,岭澳核电侧重于施工现场的技术监督和指导,秦山三期侧重于技术集中管理,田湾核电则介乎二者之间,但所有核电厂的技术管理模式都大同小异,主要包含了以下几个方面。

3.1.1 组织机构的建立

为了更有效地执行对核电施工的技术管理,承包商建立了完整专业的土建工程技术管理组织机构。技术管理实行以总工程师为总负责,技术部和施工队技术组为骨干的管理模式。

3.1.2 各技术部门或主要人员的职责

根据工程需要和组织机构设立的要求,对各个技术部门或主要人员的职责有了明确的要求,具体内容在下文叙述。

3.1.2.1 项目总工程师主要工作职责

项目总工全面主持工程施工技术管理及协调工作,对现场施工技术负责。其主要的工作内容包括:主持工程施工组织总设计、重大施工技术方案、施工设计文件和作业工作程序的编制并批准;主持解决施工中的重大技术问题;负责现

场材料需求的技术要求和材料技术规格书的批准,主持材料使用或代换的各种专题会及材料采购合同的技术谈判,并对其中技术条款进行最后审核;负责组织制定工程技术培训总体规划。

3.1.2.2 技术部主要职责

技术部作为现场所有技术工作的具体实施单位,主要侧重于技术文件的编制。其主要工作内容包括:编制施工全过程中的施工方案、现场工作程序及工作细则,编制主要施工方法图和技术交底,编制材料需用计划和各种加工计划,编审工程变更性技术文件,分析技术规格书和其他技术标准、规范要求,对工程材料、设备提采购技术要求,绘制工程竣工图纸,负责生产、生活临建和总平面的设计和调整,负责项目部对外的技术接口。

3.1.2.3 各个施工队技术组的主要职责

施工队技术组包括:钢筋预应力技术组、综合队技术组、核岛队技术组、BOP队技术组、装修队技术组、钢结构队技术组等。

施工队各个技术组的技术人员一般称为技术监督,工作主要侧重于监督技术文件的执行,其主要职责包括:负责组织做好本队范围内的施工质量和进度控制工作,配合做好安全、文明施工的管理;具体负责质量保证大纲、管理程序和工作程序等技术要求在本队的实施,建立队内部质控体系;组织完成图纸、技术规范、施工方案、工作程序和进度计划在队内的实施;负责配合相关人员按要求管理技术文件资料,编制施工跟踪档案 ETF 和质量计划,接受安全质保部的监督和检查,并按规定移交安全质保部;在工程施工前,负责组织质量、安全、技术交底;负责本队和技术部接口及组织现场检查、交底、处理技术问题、提交损耗材料计划等,并完成相关的内业技术工作。

3.1.2.4 信息中心职责

信息中心的设立主要考虑到信息系统的完善和良好运行对工程的技术管理是极其重要的。信息中心又包括计算机中心和资料中心,其直接隶属于项目总工的管理。

计算机中心的主要任务在于:负责本公司内部网络系统建立、维护和保养;组织建立信息平台,参与成本控制、资料管理等有关计算机方面的工作;负责日常硬件和软件的维修、保养,保证各单位电脑处于正常的工作状态;组织开发和实施项目总经理部的各种工作软件及使用指导;向项目部范围内的所有用户提供信息支持的服务;负责对操作人员的各项培训。

资料中心的主要任务在于:按程序要求,负责现场内、外工程施工技术及管理文件、图纸、信函、材料报批单、规范、技术变更的管理和正式信函的处理,并制定保管文件总清单;按确定的发放清单实施文件分发,处理作废文件;对存档文件实施管理,包括分类、编目、索引、保管及处理,制定查阅规定;建立图纸、技术变更清单;负责制作电子版竣工文件,并提交业主。

3.1.3 主要技术工作实施

根据工程建设的需要,核电厂的技术工作主要包括技术文件的编制工作和技术文件的监督执行。前者主要包括:施工技术方案和程序的编制、各类材料采购计划文件的编制、变更性文件的管理、施工文件的管理、施工文件状态的修改和竣工图制作等,责任部门主要在技术部和信息中心。而技术文件的监督执行的主要执行部门在各个施工队的技术组。

3.1.3.1 施工技术方案和程序的编制

(1) 编制流程。

施工技术方案和程序的编制流程见图 3.4-2。

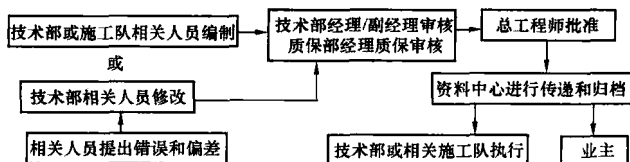


图 3.4-2 施工技术方案和程序编制流程

(2) 方案和程序的编制要求。

方案和程序的编制依据为设计文件和相关的规范,编制要求包括:具有合理性、实用性;文字部分要简练,尽量用施工图说明问题,必要的计算必须有;程序篇幅不要过大,主要是要具有可操作性;相关图纸应用 AUTOCAD 绘制,主要使用 A3 或 A4 规格的纸打印,图面要求布置合理、制图规范、字体工整,对大型的方案图也可采用合乎国家制图标准要求规格的图幅绘制,所有图纸必须保留电子版;方案和程序要有统一的封面,大型的图纸要有统一的标题图框,要注有文件编码、状态、版次、日期、页数、页次等;方案和程序中要包含构件(加工件)统计表,及主要材料用量表。

(3) 施工技术方案和程序的审核、批准。

所有方案和程序均由技术部编制后,由技术部经理/副经理进行技术审核,质保部经理进行质保审核后,由总工程师或副总工程师批准。

(4) 施工技术方案和程序的修改。

方案和程序在发布实施后,若在使用过程中发现错误或由于施工使用文件的变更,现场施工条件的改变而造成方案的不合理性和不实用性必须进行修改。对方案和程序中一般的错误及偏差,可由各有关单位提出,并把相关的纠正意见反馈给文件的编制人员进行修改,技术部经理/副经理进行技术审核,质保部经理进行质保审核后,由总工程师或副总工程师批准后发布执行。

(5) 其他要求。

方案和程序封面应由资料中心统一提供编码,由编制人员按要求正确填写。方案和程序的原件必须送交资料中心存档,资料中心按有关要求分发、传递。

3.1.3.2 材料采购技术文件的编制

材料采购技术文件的编制流程见图 3.4-3。

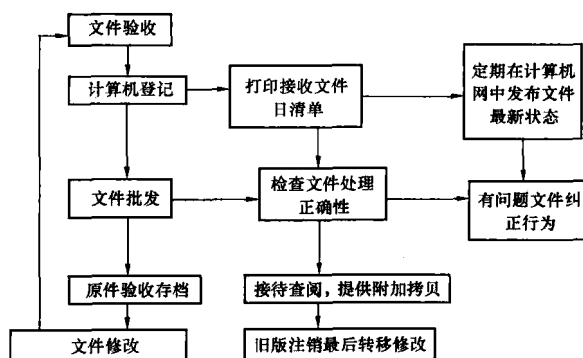


图 3.4-3 材料采购技术文件的编制流程

各有关技术人员要根据进度安排来组织编制材料采购技术要求、加工计划、材料需用计划,由相应分管人员审核,技术部经理/副经理批准。

3.1.4 变更性文件的管理

见第 8 节“现场变更与竣工文件”。

3.1.5 施工文件的管理

施工文件的管理主要由资料中心来进行,主要包括以下文件:来自业主的施工图纸和技术规范;来自施工单位内部的方案、程序、施工图纸、施工方法、各种计划、质保保证文件、会议纪要等;技术变更文件、施工单位与业主等外部单位间的公函等;土建工程合同等。

资料中心管理的文件按图 3.4-4 中所示的流程进行。

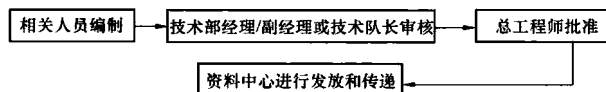


图 3.4-4 资料中心文件管理流程

3.2 进度管理

核电厂建筑投资大、建设周期长、参与单位多,土建主体和装修高峰同期并行。核岛结构复杂,核岛区域内共有近 20 座厂房,有预应力钢筋混凝土结构、现浇钢筋混凝土结构、钢结构、不锈钢水池等。各厂房高低错落,厂房内层高不统一,错层多、夹层多;各厂房彼此相连,基本在同期开工,交叉施工多,相互影响大。厂房建造期和安装接口多,移交房间约 1630 多间,从初期开始主体和装修施工同步进行,主体建造时有安装承包商大型设备引入房间,土建装修完成后土建承包商进行第一次房间移交,安装承包商进行安装作业,之后安装承包商“返移交”给土建承包商,由土建进行遗留项处理等,经冷试、热试,最终装修及清洁之后由土建承包商将厂房移交给业主。

核电厂土建施工计划总工期从核岛厂房的第一罐混凝土至 1 号反应堆厂房(1RX)穹顶吊装一般在 22.5 个月,至 2 号反应堆厂房(2RX)安全壳打压试验结束 58 个月左右,土建主体施工高峰期从开工后 8 个月左右开始,约持续 16 个月。装修工作从开工 7 个月 after 开始,与土建高峰期并行,在开工 8 个月 after 开始移交房间进行安装。

进度计划作为项目管理的龙头,在整个施工过程中以计划—协同—跟踪—管理—控制—积累为主线进行进度计划的管理和控制。

3.2.1 计划分级及编制原则

施工进度计划分为:一级、二级、三级、6 个月滚动计划、月计划、周计划、日计划和专项进度计划。

3.2.1.1 一级进度计划

一级进度计划为核电厂工程里程碑规划进度。由业主编制,确定工程的主要关键日期和主要中期目标的总体工程进度计划。

3.2.1.2 二级进度计划

二级进度计划为合同计划。由业主编制的控制协调进度,该进度与一级进度一致且活动分项更详细,工程展开时,需要依靠这些进度实现承包商之间协调和接口控制。

3.2.1.3 三级进度计划

三级进度计划是业主在招标、投标阶段根据一、二级计划向参加投标的承包商提出的计划要求,由各承包商据此编制各自的计划报送业主,经双方协商一致后被列为中标承包商承诺,并将此三级进度作为合同附件,作为合同执行的基础性文件。

3.2.1.4 6 个月滚动计划

以三级进度计划为基础,编制 6 个月滚动计划,每 3 个月滚动一次。此计划以周为单位编制,又称为“四级进度计划”。6 个月滚动计划是施工承包商在整个项目实施过程中

的关键计划,是计划管理和控制的核心,在整个计划管理系统中起到了承上启下的作用。它既包含了可以指导实际施工的前期详细施工计划,也包含了对后期施工的预测,为材料采购、技术文件准备和提交以及对各方面的协调、接口提供了准备条件。

6 个月滚动计划根据合同计划和合同里程碑进度要求编制,承包商项目经理批准后提交业主,业主核准后发布实施。

根据不同工程分类,土建、钢结构、装修、油漆等分厂房分别编制。每个计划要分部位、分层、分段、分专业、分工序以周为单位编制,标明本阶段工程量、开工日期及形象进度控制点和工程量、劳动力需求曲线(或直方图)。

6 个月滚动计划每 3 个月修订一次,即每 3 个月向前滚动一次。计划的前 3 个月为详细的施工计划,后 3 个月为预测计划。每期计划应包括前期半个月的实际进展跟踪计划,所以 3 个月滚动计划实际时间段为 6.5 个月。

3.2.1.5 月进度计划

根据 6 个月滚动计划,每个月编制一次,以日为单位编制。

月进度计划根据 6 个月滚动计划编制,承包商主管生产的项目副经理审核,项目经理批准提交业主,业主核准后发布执行。

月进度计划,其内容是 6 个月滚动计划的细化,只是时间仅限于 1 个月。每个厂房 1 个计划,每个计划都要根据不同施工分类,分部位、分层、分段、分专业、分工序,以日为单位编制,并标明各活动的工程量、劳动力需求和相应的曲线(或直方图)。

3.2.1.6 周进度计划

按 2 周编排,第 1 周为本周要执行的计划,第 2 周为下周预测。到了下周,把预测的计划提上来,列为执行计划,再安排下周的预测计划,周计划也是滚动计划。

周进度计划根据月进度计划编制,经批准后实施,并提交业主备查。周进度计划是定量性计划,比月进度计划更为详细,更具有操作性,凡是条件变化了的,都要在周计划上加以调整。周计划要有工序穿插作业的时间、工程量、设备和劳动力安排。

3.2.1.7 日计划

主要编排的日计划有塔吊日使用计划,大型机械的调度计划及搅拌站的日计划。

日计划的主要目的是平衡大型机械、塔吊和混凝土搅拌站订购量、水电气协调等,保证第 2 天的目标,也为第 3 天创造条件。

3.2.1.8 专项进度计划

专项进度计划包括赶工专项进度计划和特殊、关键工程专项进度计划,主要是为满足现场赶工需要和对特殊、关键工程以及接口协调较多的项目(如穹顶吊装、预应力、不锈钢、房间移交等)进行整体有效跟踪、控制、协调而编制的计划。

专项进度计划编制后由主管生产的项目经理审核,项目经理批准后提交业主,业主核准后发布执行。

专项进度计划的编制应根据具体的需要按周或天为单位编制,它要包括与该专项施工相关的一切施工活动和图纸、材料、设备机具等的提供、采购和准备工作。

3.2.2 计划编制

3.2.2.1 素材准备

在开始计划的编制之前,计划编制人员首先应该准备并

清楚地了解计划的基本素材,包括工程合同文件,图纸及相关文件,施工方案和主要工艺流程,施工主要材料、设备、劳动力的来源及目前状况和限制条件,劳动消耗定额及其主要控制目标,与业主或其他承包商的接口及协调,本次计划的分级,现场实际进展及存在问题和解决方案等。

3.2.2.2 基本工程信息的建立

基本工程信息的建立包括企业结构、组织结构分解、资源、角色和分类码等的建立。在工程之初,应该首先考虑到的是本项目的管理组织机构,它界定了对本项目不同级别进度的责任人和相关权限的范围。对计划使用的资源包括人、材、机等进行分类输入;对不同管理层、不同资源定义不同的角色;对不同的厂房、不同的工程分类、不同的工作内容定义相对的编码规则,以便于满足不同管理层不同的需求。这些数据应在项目之初确定并建立,当然,随工程的进展、管理机构的调整和新的资源的采用,这些基本信息是可以调整和更改的。对一些特殊的项目,可以定义其项目级别的基本信息。编码规则按相关程序统一执行,确保数据信息的一致性。

3.2.2.3 WBS分解及活动内容的建立

WBS,即工作分解结构。是编制计划中非常关键的步骤。核电厂工程的施工计划分为7个级别,由承包商编制的计划有5个级别,不同的计划对应不同的WBS分级。

根据WBS分级的不同,相应的活动内容所涵盖的范围也不相同,该活动应与相应的WBS分级一致。

3.2.2.4 输入活动及逻辑关系

确定活动的类型和它们之间的逻辑关系,便于对进度进行计算、优化、跟踪和管理。

3.2.2.5 角色、资源的分配

角色和资源分配是编制计划的另一关键步骤。对不同的角色赋予不同的资源,在核电厂工程中我们只对主要资源进行控制。

根据活动的内容和工程量以及相关的劳动效率系数,确定该活动所需要的资源。

3.2.2.6 责任、风险、问题及临界设置

对每一具体活动设置责任人,通过对相应WBS级别进行风险和问题设置,并确定风险的临界值,来实现对关键路径的控制、责任的划分、风险的控制及预测问题的产生及解决。

3.2.2.7 计划优化

根据以上步骤编制的计划仅仅是一个雏形,特别是对三级进度、6个月滚动计划和月计划来讲。由于相对的活动周期较长,涉及的工作内容、工艺流程及接口多,所以必须对计划进行分析和优化,将全面、切实可行、优化的网络计划作为项目控制管理的目标计划。

计划的分析和优化主要应针对关键路径上的作业和合同规定的里程碑及关键日期。根据不同的情况,常采用的优化方法是:资源平衡或增加资源投入、采用交叉或平行作业、工艺流程的进一步合理分解等。这些方法在计划软件使用手册里都有详细的描述。

3.2.2.8 基准工程的建立及计划发布

通过以上步骤,建立一个该计划的副本,作为以后计划跟踪、调整和分析的基准,称为基准工程。

3.2.3 控制和执行

(1) 经批准发布的计划具有严肃性和约束力,必须按计划的要求执行,严禁私自调整、更改,计划的惟一调整 and 更改部门为公司计划编制部门。对三级进度计划的调整必须经

由业主许可,并报业主审核批准后发布实施;6个月滚动计划、专项进度计划和月计划调整后必须经业主批准后发布实施;周计划和日计划必须由项目生产经理批准后发布实施。

(2) 各执行部门的正职是完成计划的第一责任人,他必须负责各项计划实施的条件落实和监督、检查计划的实施,并将实施的情况向项目经理部汇报。

(3) 根据施工进度计划的要求,各相关部门编制相应的人力、资源需要量计划,如劳动力计划、现金流量计划、钢筋、模板、砂、石、水泥和物项供应计划以及图纸、文件的准备计划,并及时追踪检查,确保人力、资源、技术保障等条件满足计划执行的需要。

(4) 建立健全月(周)报制度,将上1个月(周)完成情况包括工程量(模板、钢筋、混凝土、钢结构、油漆等)和实际人力情况(每一工程分类所使用的实际工时)按厂房进行统计,并在当月计划中给出预测和分析。

(5) 项目部每周召开内部生产协调会、各种类型的碰头会,检查计划的执行情况和潜在的问题,从中得到反馈的信息,发现偏离,查找原因,提出相应的保证施工进度计划完成的措施。

(6) 当发现现场实际进度偏离施工进度计划,计划部门需编制赶工计划,并会同有关部门提出赶工措施,公司计划协调部门负责协调及监督实施。

(7) 制定出为完成进度计划的各种奖惩条例,保证施工进度计划的严肃性和权威性。

3.2.4 接口及协调

公司主管计划的部门统一负责计划的编制、跟踪、监督,各部门在计划的编制、实施过程中给予积极的配合。主管计划的部门还负责业主相关部门与公司内部的接口及协调管理。

3.2.5 管理组织机构

为确实保证计划的有效实施和计划的权威性和约束力,建立以项目经理挂帅、主管生产的经理主管、计划部门落实、各相关部门配合实施及时反馈的计划管理机构,形成计划从上到下的发布、管理和从下到上的反馈、跟踪管理机制。

3.2.6 进度计划保障措施

3.2.6.1 施工管理措施

加强现场的施工管理,对工程的进度、质量、安全、成本等综合效益进行高效率有计划的组织协调和管理,确实达到安全、环保、有序、协调、团结、高效的管理目标,保证进度计划的有效实施。

施工管理措施:

- 1) 加强施工现场垂直和水平运输的协调和管理。
- 2) 保证临时道路和通道的清洁、安全、畅通。
- 3) 保证供水、供电、供气系统的正常运转和协调。
- 4) 保证材料、半成品、成品的供应和分类、整洁、有序。
- 5) 保证生产、生活临时设施的配备。
- 6) 保证永久性坐标点、水准点的保护和精确。
- 7) 保证消防、排洪、排水设施的维护和到位。
- 8) 加强现场安全 and 环境管理,提供安全、清洁、环保的施工环境。
- 9) 加强现场施工的工艺和过程控制,加强现场QC检查力度,控制和减少不符合项,保证施工质量。
- 10) 加强与业主和其他承包商的配合及协调,认真、及时地完成上游工序,为其他承包商的顺利施工创造条件。

3.2.6.2 技术保证措施

进度计划的有效实施是和施工技术紧密相关的,要在不断总结核电施工经验的基础上采取更加先进、科学、合理的施工技术方案。

首先,技术准备工作要提前完成。在正式工程准备阶段组织各方面技术人员对所采用的技术规格书(B.T.S)和技术方案包括具体的分层分段、施工工艺进行认真、深入的总结、研究,重点关注易产生不符合项的部位,根据工程的具体要求和特点,找出存在的不足和问题,提出更加先进、科学、合理的方案和施工工艺,并进行认真地论证,为进度计划的编制和实施提供科学的依据。

其次,在具体施工过程中要认真研究图纸和文件资料,为现场施工提供及时的技术服务和保障。技术工作要有前瞻性,应及时发现后续施工中可能存在的技术问题并及时解决,保证现场施工的连续性。

3.2.6.3 物项保证措施

物项保证是保证进度计划顺利实施的前提和关键。所有的材料和工机具都必须按计划要求提前准备、采购和进场,其中最关键的是特殊的国外采购材料和设备。材料设备的采购订货应在正式工程准备阶段完成,按进度计划要求分批进场,以保证进度计划的顺利进行。

材料和设备采购要本着首选国产、择优、就近、就地原则,确保供货渠道畅通,供货及时到位,并合理安排储备。

3.2.6.4 其他保证措施

包括资金保证措施、奖励及激励措施、后勤保障人员培训等各方面的协助配合措施。项目资金必须保证专款专用,不允许挪用到其他项目或做其他用途,确保现场物资供应和人员工资及奖金,避免由于资金问题造成工程延误。根据进度计划制定月度现金流量表,为工程的资金需求提供预测和控制。在工程款不能满足现场使用的情况下提前做好银行贷款计划和落实工作,确保现场施工的顺利进行。

3.3 质量管理

核电厂工程,由于其具有的投资大、周期长、工艺复杂、质量要求高等显著特点,特别是核安全要求尤为重要,而使得核电厂工程建设质量管理成为一项非常重要的任务。

国家核安全局发布的《核电厂质量保证安全规定》及相关导则是所有参与核工程的单位必须遵守的核安全法规。

3.3.1 建立和运行质量保证体系

3.3.1.1 质量保证大纲

《核电厂质量保证安全规定》要求,所有承担核电厂中对安全重要物项和服务的质量具有影响的工作的各组织,都必须按照合同以及核安全法规的要求,建立质量保证大纲。

土建工程承包商在核电厂土建工程施工中,按照合同及核安全法规要求,建立了《核电厂土建工程施工质量保证大纲》(以下称质保大纲),该大纲对核电厂土建施工的组织结构、文件结构和记录结构以及各要素的实施作出了描述。

质保大纲包括4个层次的文件,分别为:质保大纲(概述);管理程序;工作程序;质量文件。

质保大纲是进行质量管理和质量保证工作的基础性、纲领性文件,具有强制性,所有从事与质量有关工作的组织、单位和人员,都必须严格按大纲要求工作,对所承担的工作的质量负责。

3.3.1.2 核电厂土建工程施工的组织结构

建立一个有明文规定的组织结构并明确职责、权限和接口关系及方式,是核安全法规中明确作出的要求。

土建承包商的组织结构具有如下重要特征:

1) 根据核电厂施工的进度计划,制定人员进场和退场计划并有效实施,是确保核电厂建设队伍始终满足工程需要,保持组织结构合理、优化、高效、精干的有效措施。

2) 明确职责、权限及接口关系。在强调领导作用的前提下,对各部门的职责、权限和接口关系做出明确和合理的规定,是确保组织结构有效运作的根本保证。

3) 建立独立于其他部门的质保部,强化质保部在行使检查、监察、监督和验证工作中的独立职能地位,赋予质保人员足够的权力和组织独立性,可向最高管理者以至于更高一级的部门报告工作。

4) 建立适合于自身特点的企业文化,强化对员工的敬业精神和职业道德教育,强调核安全文化,强调团队精神的重要性。

3.3.1.3 核电厂土建工程施工的记录结构

记录是为已完成的活动或达到的结果提供客观证据的文件,是质量保证大纲有效运行的证据。

核电厂质保记录按其作用分为永久性和非永久性两类,永久性记录用于证明永久性工程满足质量要求的程度,非永久性记录是为证明质保体系有效运行或用以证实、可追溯性、纠正和预防措施的目的。

核电厂永久性记录分别为施工跟踪档案(ETF)和质量计划(QP)。ETF适用于混凝土工程、装修工程等土建项目,而QP适用于土建安装项目,如钢衬里、不锈钢衬里和主要钢结构等。

核安全导则中对永久性和非永久性记录的范围作出了规定。

3.3.1.4 核电厂土建工程的质量策划

核电厂土建工程具有与一般民用工程不同的特点,其工程复杂,工程子项多,技术和工艺要求高,质量要求非常严。因此,做好核电厂工程的质量策划是确保工程质量的前提。

质量策划的方法是:对要完成的任务作透彻的分析,确定所要求的技能,选择和培训合适的人员,使用适当的设备和程序,创造良好的开展工作的环境,明确承担任务者的责任。

质量策划活动包括总策划和单项策划两个层次:

总策划是针对整个合同范围进行的,是对合同范围内的工程规模、重点、难点、敏感点、进度安排、总体施工方案、资源准备、组织机构、质保、采购、商务等方面的工作进行的总体策划,最终形成施工组织总设计。施工组织总设计对确保工程施工的质量和进度具有重大指导作用。

单项策划是就某一独立的工程项目进行的。这项工作一般根据施工进度计划在该工程开始施工前进行。单项策划的内容包括:组织准备,人员(特别是要求具有特定技能的人员)准备,材料、设备、工具的计划、采购和配备,技术准备,程序准备,文件和记录的准备等方面,以确保该单项工程的质量。

3.3.1.5 核电厂土建工程物项、工艺分级控制

应根据物项对核安全的重要性,确定对物项的相应控制和验证的方法或水平。

合同对各类构筑物(结构)的质保等级给予了明确,并对质保等级的定义作出了规定。

不同的质保等级,其适用的质量保证规范书的内容是不同的,按质量保证要求的高低程度,依次为Q1类最高,Q3类次之,QNC类最低。

对核电厂工程实施分级控制, 根据其核安全和电厂可用率的影响程度, 确定适当的控制和验证水平, 既能使物品和工艺的质量满足规定的要求, 又避免了资源的浪费, 使资源的使用和配置更加合理和优化。

3.3.1.6 质量管理的持续改进

建立和有效实施质保大纲是核电厂质量管理的中心任务, 在质保大纲建立并有效运行后, 如何采取措施以提高活动和过程的效益和效率, 是一个组织质量管理水平不断提高的重要手段。质量是一个动态的概念, 质量管理也是一种动态的持续的活动。

质保大纲中确定的质量改进的途径是:

对通过质量检验和监察活动发现的问题以及活动和过程的记录的收集、分析, 进而采取纠正或预防措施; 使用数据分析方法, 对不符合项、质量问题、过程能力和产品性能评定的统计分析, 确定工程质量的趋势, 找出存在的问题, 采取纠正或预防措施; 每年定期进行管理部门审查, 就质保大纲的有效性和适宜性进行评审, 制定质量改进措施, 并向项目总经理汇报, 经审查批准后实施。

3.3.2 质保大纲要素控制

3.3.2.1 文件控制

各类文件是进行施工各项活动的依据, 有效的文件是进行工作和实施活动的首要条件。各类文件的编、审、批、发布和分发及更改控制都必须有明文规定。为确保各类文件能准确及时地分发到各有关单位和场所, 制定了各类文件的分发清单, 就文件的接收单位和场所给予明确规定, 并经过必要的审批, 避免由于人为的疏漏造成分发上的失误。

3.3.2.2 培训管理

确保各类人员在上岗前以及定期接受相应的培训, 具备相应的技能和上岗证书, 是保证工程质量的重要一环。培训计划分为年度计划和临时计划 2 种, 由各单位提出培训需求。培训分为进场培训、定期培训和特定培训 3 种项目。凡新进场的人员, 均应接受基本的质保常识、公司规章制度和安全三方面的教育, 对新收的员工, 还必须进行相应工种技能的培训和考核, 合格后上岗。对工作中出现失误达不到要求的熟练程度的, 必须进行再培训直至满足要求为止, 否则不予上岗。

3.3.2.3 采购控制

为确保采购的产品和服务满足规定的要求, 根据合同质保等级和相关的技术规格书要求, 以及采购的材料对成品质量的影响程度, 将土建工程材料质保等级分为 3 类: Q1、Q3 和 QNC。

产品和服务采购的流程如下:

根据合同、技术规格书等文件编制采购文件→供方资格评价→向业主提交供方资格档案, 并建立合格供方清单→确定供方及其质保责任→根据清单选择合格且经过业主批准的供方实施采购→供方监督管理→清单的保持和更新。

3.3.2.4 工艺过程控制

凡影响电厂质量的活动都必须按适用于该活动的书面程序、细则和图纸来完成。为对土建工程中影响质量的工艺过程予以控制, 对每一影响质量的工艺过程均编制现场工作程序。对特殊工艺过程, 预先进行工艺评定, 给出工艺评定报告和工艺卡。

过程控制内容包括: 实施过程所需要的标准/规范、程序、图纸等文件是否齐全并适合于使用; 是否由合格的人员来执行操作; 所使用的设备、仪表、工具等是否满足要求; 工作环境是否适宜; 使用的原材料、半成品等是否经检验合

格, 标识清楚; 是否需要特定的过程参数和特性进行监视和控制; 技能评定准则是否清楚准确和适用。

过程控制是实现质量要求最为关键和有效的途径。

3.3.2.5 检查控制

必须对保证质量所必需的每一个工作步骤都进行检查, 对安全重要的检查必须由未参加被检查活动的人员进行。

实行“一级质保、二级质检”的质量管理制度, 一级质保即质保人员进行的监察、监督和验证等, 二级质检分别指: 一级为活动的从事者进行的检查、检验和校核 (QC1); 一级为由不对该工作直接负责的人员进行的独立检查和验证 (QC2)。

当某些物项的检查要求进行工艺监视时, 则应按相关文件对操作方法和步骤、过程参数及特性进行连续的监视。

当某些物项要求设立停工待检点 (H 点) 或见证点 (W 点) 时, 则必须在施工记录中注明“H”点或“W”点, 在到达该点时进行检查。对于 H 点, 必须由设立的单位以书面文件形式批准, 方可进行该点后续工作。

3.3.2.6 不符合项的控制

为控制不满足要求的物项, 防止误用或误装, 编制了不符合项控制程序, 对不符合项实行严格的控制和管理。

核电厂土建工程不符合项的处理流程如下:

发现不符合项→确认、标识和审查不符合项→通知业主→根据不符合项的类别, 确定处理方法, 或记录在施工记录中, 或发布不符合项报告 (NCR)→打开 NCR→将报告提交业主, 供备案 (C2 类) 或审查 (C3 类)→必要时, 根据业主的意见升版 NCR→实施 NCR 中拟定的方案→相关单位检查和验证 NCR 的实施情况→关闭 NCR 并提交业主→发布 NCR 状态清单。

3.3.2.7 监察和监督

为验证质保大纲的实施及其有效性, 编制了质保监察程序, 实行有计划的、有文件规定的内、外部监察制度。

监察包括内部和外部两种, 内部是承包商自身范围内的相关单位; 外部包括供应商和分包商。

监察工作流程如下:

制定年度计划, 包括其后的调整→成立监察组→制定单项监察计划, 确定日程安排→监察通知→监察组内部会议, 进行监察准备, 编制检查单→监察前会议→监察实施→监察后会议→编制和发布监察报告, 给出监察结论→跟踪验证→监察关闭。

为强化对质保大纲实施的验证, 承包商还编制了内部质保监督程序。质保监督计划按月制定, 根据当前的工程重点、进度情况、存在的问题、关键和敏感事宜等确定监督内容和安排。监督活动采取与监察类似的程序进行, 但步骤适当简化。

3.3.3 核电厂质量管理的一些特点

3.3.3.1 质保分级

如何针对不同活动的质量要求采取适当的控制措施呢? 如果不管质量要求的高低, 一律按最高标准来控制, 固然可以满足要求, 但肯定会加大资源投入, 提高了成本, 拖延了进度, 不仅对承包商不利, 对业主也同样不利。当然也不能降低控制要求, 这等于降低产品质量, 更是不允许的。

对不同质量要求的工程 (结构) 实行“质量保证分级”原则, 将不同质量要求划分为 Q1、Q3、QNC 三个等级, 并对每个等级制定相应的质量保证规范书。这样, 承包商就可以按相应的规范书对不同质保等级的物项实行与之相对应的控制。分类原则如下:

Q1: 直接与核安全有关, 影响电厂可用率的物项和构筑物。

Q3: 对该构筑物规定的技术要求超过承包商通常采用的技术要求, 在施工中需要进行监督。

QNC: 除 Q1 和 Q3 以外的构筑物和物项, 其质量可以通过正确执行经过证实的、成熟的施工实践而获得。

对最高级别 Q1 应提出最严格(全面)的质量保证要求, 对等级较低的 Q3, 质量保证要求也相应减少。选择和确定适当的质量保证等级, 并对各级别规定相适应的控制措施, 既能使各级别物项和工艺符合规定的质量要求, 又避免了社会资源的不必要浪费。

3.3.3.2 质量检查和评定

核电厂的质量检查和评定制度与 GB 50300—2001《建筑工程施工质量验收统一标准》比较, 存在一些差异, 如通常采用定性检查的方式, 一般不实测实量; 结论分为合格与不合格两种; 无明确的分项分部工程划分; 无隐蔽工程的概念, 也无隐蔽工程验收记录; 对关键和重要物项的检查控制采取设置 H 点或 W 点的方式; 竣工资料的内容、提交方式和步骤均不同。

3.3.3.3 施工记录

核电厂施工记录采用 ETF(施工跟踪档案)/QP(质量计划)的方式, 一个 ETF/QP 针对一个建筑物(构筑物)的某部分结构, 这部分结构施工之前、施工过程中及施工之后产生的一切记录均是这个 ETF/QP 的组成部分。

3.3.3.4 设计文件的管理

核电厂工程施工中使用的工程技术文件, 根据其不同的出版阶段分为不同的状态, 分别为 PRE(未定稿)、CFC(有效可实施)和 CAE(竣工)三种。而对于设计文件, 如技术规格书、图纸、油漆表等, 即使其处于 CFC 状态, 仍需要业主发布“FOR USE”(供使用)通知之后才能有效地在施工中执行, 在宣布“FOR USE”之前, 只能做准备工作之用。

由于核电厂工程的建造周期长, 设计文件是逐步向承包商提供的, 因此没有有在开工之初进行图纸会审。对于设计文件中的不清楚、错误、缺陷或需要现场变更的地方, 承包商和业主之间通过澄清要求(CR)/适应性变更(TA)/现场变更申请(FCR)等文件进行信息交换, 从而解决这些问题。

3.3.3.5 不符合项分级管理

核电厂的不符合项实行分级控制的原则。根据不符合项对质量、安全和可用率的影响程度, 分 C1、C2 和 C3 三类。C1 类无需报告业主, 这些问题可及时修复而达到原质量要求; C2 类需报告业主, 采用经批准的修补方法修复; C3 类需提交业主审查, 评估其对安全、系统工艺及设计基准的影响, 批准修补方法后修复。

3.3.3.6 供方的选择接收

为确保核电厂物项的质量, 业主对承包商选择的供方实行严格的控制管理。承包商在完成对供方的资格评价后, 必须将有关的供方资料和资格评价资料提交业主供其审查, 只有经过业主审查批准的供方才能列入采购清单中, 必要时, 业主还会要求共同参与对供方的评价。在实施采购过程中, 业主有权进入供方进行监督和检查, 供方必须提供必要的条件和设施并出示相关的记录供查阅。

3.4 安全管理

核电厂核岛结构形式复杂多变, 作业面广点多, 工期紧, 流水作业多, 各种不安全因素同时存在, 高空交叉作业

频繁, 起重吊装等危险作业频率高, 多个建设主体同时存在且关系复杂, 因此安全管理难度很大。

核电建设项目的安全、质量、工期、成本、环境控制中, 安全始终是保障。在建设过程中, 承诺遵守国家相关安全法律、法规所赋予的安全责任。

项目经理作为本单位安全委员会的组长, 对项目内安全负有全面领导责任, 并保证合同规定的各项安全投入落实执行, 并将各项安全责任层层落实到基层, 建立安全监督组织与网络。明确安全指标和包括奖惩办法在内的相应制度、落实保证措施, 定期进行考核。

核电站主体工程厂房结构复杂、密集度大, 土建施工的安全应重点关注重型吊机对重大件(如核反应堆厂房穹顶)起吊就位, 大型模板安放、施工与安装交叉作业防火等施工风险度高的阶段的安全防范措施, 确保设备与人员的安全。

4 反应堆厂房预应力安全壳的施工

在核电厂的建造中, 结构最复杂、施工难度最大的是反应堆厂房, 它由安全壳和内部结构两部分组成。其中安全壳是反应堆发生事故时的最后一道屏障(有单壳与双壳之分, 尤以大亚湾核电站的单层安全壳、田湾核电站的双层安全壳为典型), 为后张预应力混凝土结构。预应力筋布置分水平、竖向和穹顶束三部分, 一般选用标准抗拉强度为 1770 或 1860MPa 的 $\phi 15.7$ 低松弛钢绞线。在筒身不同位置上设有大量不同用途的临时或永久性孔洞和贯穿件, 主要有设备闸门、人员闸门、空气闸门以及各类电气、管道贯穿件。

安全壳作为核电厂的 I 类建筑, 要求筒体墙为清水混凝土墙, 并要保持一定的垂直度; 而壳体施工过程中钢筋绑扎、筒体壁板和模板吊装、预应力管道安装、混凝土浇筑等工序立体交叉作业多, 同时又要不影响内部结构及周围厂房的施工, 诸多因素极大地增加了施工组织的难度, 这就需要合理的安排施工工序, 选择最优的施工方法, 以保证安全壳的施工质量和工程进度。

4.1 施工层段划分

安全壳施工时, 考虑爬升模板体系承受混凝土侧压力以及用塔吊加吊斗浇筑混凝土的强度需要, 除特殊部位, 如较大的设备闸门、人员、空气闸门处, 一般只设置水平施工缝, 分层浇筑厚度一般约 2m/层。

4.2 钢筋施工

反应堆厂房安全壳结构钢筋直径大(大多为 $\phi 40$ 、 $\phi 36$ 、 $\phi 32$), 布置密集, 贯穿件或洞口结构附加筋多, 诸多因素为钢筋工程的施工带来了极大的难度, 需合理安排钢筋的施工顺序。安全壳筒体钢筋一般采用现场绑扎法施工, 钢筋接头采用绑扎搭接接头; 为了施工方便, 设计竖向钢筋长度在 5m 左右, 环向钢筋尽可能根据钢筋定尺长度下料, 一般考虑不超过 8m。当采用机械连接时安全壳除拉结筋外, 其余竖向及水平环向 $\phi 25$ 及以上的钢筋均可采用等强直螺纹连接技术取代钢筋的绑扎搭接连接。

4.3 模板施工

4.3.1 模板体系的建立

根据安全壳的结构特点, 筒体墙较高, 模板周转次数较多, 要求模板支撑系统必须完善、可靠、牢固, 满足强度和刚度要求; 施工时选用了爬升模板(它由模板板面系统和上层操作平台、中层承重平台、下部悬挂平台组成), 仅在部

分特殊部位采用异型模板。

4.3.2 施工方法

4.3.2.1 工艺流程

车间组装模板及上层操作平台→现场测量放线→支设第一层模板(预埋定位锥体)→拆除模板→将定位锥体换成爬升锥体→将爬升托架安装在爬升锥体上并铺设中层承重平台→安装筒体模板(带上层平台)并与爬升托架相连→支设第二层模板→浇筑混凝土→拆除模板并将模板提升至第二层混凝土的爬升锥体上→在爬升托架下方安装下层平台→爬升体系全部实现,在塔吊配合下,模板逐层爬升。

4.3.2.2 施工前的准备工作

必须根据建筑物的具体特点做好模板方案的设计工作,确定模板的布置、编号、每块模板的大小、根据竖向分段确定模板的高度,并画出模板布置图、爬升锥体的位置及模板加工图。根据模板布置图及模板加工计划,在车间定型制作组装各种型号的模板及相关构件,并编号,以保证现场按方案中规定的位置准确定位。

4.3.2.3 模板系统的爬升

模板的爬升需借助塔吊等提升设备,一般为六人一个作业班组:一人指挥塔吊;两人在上层平台上负责挂钩,模板提升过程中,此二人应拉紧墙体钢筋,使模板靠近墙身,保持模板稳定;三人在中间层平台,负责松开爬升锥体的螺母,取下爬升锥体,当模板提升到位后,将爬升托架固定在新的爬升锥体上,拧紧螺母。

4.3.2.4 模板支设

第1层模板按设计位置准确就位,并在模板上安装定位锥体。第1层模板施工时,因整个体系尚未完全形成,模板的加固方法为:模板底部用高强对拉螺杆和预埋锥体拉结,中部加设可调顶撑,顶部使用高强螺杆拉结,并用导链校正的临时支撑体系。从第2层开始,仅在模板顶部设立一道可周转的高强螺杆拉结,充分利用模板自身的支撑系统对模板进行加固。

4.3.3 安全壳特殊部位模板的施工

4.3.3.1 安全壳扶壁柱的安装

安全壳扶壁柱是安全壳水平预应力锚固装置的集中部位,采用预制锚固块形式进行安装施工。即在预制件加工厂将水平预应力锚固系统浇筑在L形的混凝土预制块内,现场施工时直接将预制锚固块吊装就位,作为扶壁柱混凝土的侧模。

4.3.3.2 安全壳贯穿件处模板施工

在安全壳有大量的钢衬里贯穿件,对于未伸出安全壳筒壁的贯穿件不影响爬升模板的正常施工,只需将贯穿件与模板接合处用聚苯乙烯泡沫板封死即可,但仍有部分贯穿件伸出了筒壁,该部位的模板必须配制异型模板。

4.3.3.3 设备闸门模板施工

设备闸门模板施工的关键是解决模板和设备闸门混凝土立面同闸门径向轴线成垂直平面的问题。为此,通过设立临时操作平台,设计大量的异型模板,分阶段安装等措施来保证模板施工的顺利进行。

4.4 混凝土施工

4.4.1 原材料的选配和混凝土配比要求

水泥采用普通硅酸盐水泥,并掺加适量的Ⅰ级粉煤灰,因安全壳每层混凝土浇筑时间较长,应选用高效缓凝减水剂,延长混凝土初凝时间。同时为了混凝土层段间施工缝接槎严密、结合质量好或钢筋加密部位的浇筑,相应标号的

混凝土需配置同强度的细石混凝土,以满足不同部位混凝土施工的需要。

4.4.2 混凝土的生产和运输

混凝土由搅拌站集中生产后,出机温度不高于28℃,入模温度控制在5~30℃范围内。为控制入模温度和坍落度损失,限定混凝土运输车每车载运量不超过4.5m³,混凝土离开搅拌站后应在1~1.5h内浇筑完毕。

4.4.3 混凝土的浇筑

工艺流程:提前12h洒水湿润基层和吊斗→检查签字放行情况→通知搅拌站开始搅拌混凝土→混凝土运至现场→检查验收混凝土发货单的一致性,并签字→检查混凝土的温度及坍落度→卸混凝土入吊斗并吊至浇筑点上方→布料→振捣→压面→施工缝处理→清理→养护。

由于安全壳内侧是以厚度仅6mm的钢衬里壁板作为模板,为防止混凝土浇筑侧压力过大导致壁板变形,因而需控制浇筑速度。

混凝土浇筑过程中,注意对预应力仪表和预应力管道的保护。振捣过程中,振捣棒的提落要平缓,不得碰撞预应力水平管道。

对于闸门,其底部的平缓段较长(5.3m),而且钢筋较密,混凝土不易从闸门的一侧向另一侧流动,容易在闸门下方出现空洞,为了避免出现这种事件,需要在闸门底部预留几个浇捣孔,同时也能起到排气的作用。

4.4.4 混凝土浇筑后冲毛、养护

最后一层混凝土浇筑完毕后,必须用木抹子抹压数遍,直至消除沉陷裂纹为止;混凝土接近初凝时进行施工缝冲毛,用高压气加水冲洗表面的浮浆,使石子均匀外露。安全壳外墙面混凝土采用涂刷养护剂,水平施工缝处采取专人喷雾养护,在涂刷养护剂前对墙面进行清理后,再涂刷养护剂。要求养护剂为同一生产批号,刷置均匀,保持墙面养护后颜色一致。

4.5 安全壳预应力施工

4.5.1 预应力施工

4.5.1.1 预应力孔道留设

安全壳竖向、穹顶预应力留孔材料用薄壁钢管,水平预应力留孔材料选用镀锌钢带卷制而成的波纹管,但在扶壁柱区域即承压板前端2.5m范围、设备闸门、孔道曲率半径小于8m区段仍需选用薄壁钢管。

而安全壳预应力管道锚固端除竖向管道上部和穹顶管道外,都设计成预制件。这样大大减少了现场固定锚固件的时间,并缓解了受压区由于配筋密集而产生的浇筑困难。

4.5.1.2 钢绞线穿束

当安全壳穹顶混凝土强度达到设计要求后,即可进行钢绞线穿束,钢束分布见图3.4-5,而穿束一般采用电动穿束机进行。

穿束前将钢绞线置于钢绞线解线盘内,并将钢绞线的内端头拉出固定在解线盘托架上。装有钢绞线的解线盘置于管道口附近的建筑物或工作平台上,当钢绞线解线盘与穿束机之间相距太远时,用一根薄壁钢管或一根波纹管来保护,引导钢绞线的末端夹置于穿束机的滚轴之间,并在末端装上一个指形或球形的“子弹头”以利于穿束。

对于水平和穹顶管道穿束,从任何一端穿入均可;而竖向管道的钢绞线,从顶部到底部由上而下穿入,已穿入的钢绞线用夹片固定于顶部锚固块中。孔道内钢绞线穿完后,用彩条布将露在孔道外的钢绞线包好,防止水和其他杂物接触

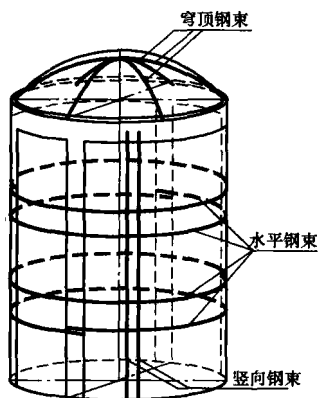


图 3.4-5 安全壳预应力钢束分布示意

其表面。

4.5.1.3 预应力张拉

1) 张拉设备选用法国产 K500F 型前置式千斤顶用于水平、穹顶钢束, K1000 型千斤顶用于竖向钢束, 放张设备选用 M23—SC2/180BH 型千斤顶。这 3 种千斤顶与 P6M 油泵配套使用。张拉施工前对配套的张拉千斤顶、油泵、压力表进行校验。

2) 预应力筋张拉控制应力 $\sigma_{con} = 0.80 f_{ptk} = 0.80 \times 1766.7 \text{ MPa} = 1413 \text{ MPa}$ 。张拉采用应力控制、伸长值校核的双控措施, 分 5 级张拉, 张拉时应缓慢匀速进行。

3) 预应力钢束张拉顺序为竖向钢束张拉 33% → 水平钢束张拉至 +34m (外圈 85%, 内圈 80%) → 竖向钢束张拉 100% → 穹顶钢束张拉 20% → 外圈水平钢束张拉 100% → 内圈水平钢束张拉 100% → 穹顶钢束张拉 50% → 穹顶钢束张拉 100%。

4) 在正式张拉前, 需实测几根孔道摩擦损失, 以证明束束埋设是否符合设计要求。

4.5.1.4 预应力孔道灌浆

预应力钢束张拉完毕且验收合格后即可灌浆, 安全壳预应力孔道一次灌浆均使用缓凝浆, 二次灌浆为膨胀浆。浆体采用 PII525 硅酸盐水泥, 缓凝浆水灰比为 0.34 或 0.36。为增加水泥浆的流动性, 需使用 (Complast Sp420) 高效缓凝减水剂, 拌和后 3h 泌水率控制在 2%, 浆体流动度控制在 9~14s; 膨胀浆水灰比 0.36, 并采用 (Intraplast Z) 膨胀剂。同时需做 1:1 全比例模拟孔道灌浆试验, 以证明孔道密实是否良好。

4.5.2 预应力监测

为监测预应力钢束的工作应力情况, 张拉前需在安全壳 18、54、90、126 号 4 束竖向钢束底部分别布置 4 套 CV-8 型振弦式测力系统, 该系统由 CV-8 型测力计、FPC-10 型读数仪及频道转换器组成。张拉时采用分级张拉, 分别记录测力计上各线圈的频率, 张拉后取走 K1000 千斤顶, 然后测读第 0.1~3000h 的线圈频率读数, 并根据标定记录, 换算成内力。

实践证明, 预应力钢束张拉锁定后初期应力损失较大, 以后随着时间的推移而逐渐递减, 但递减的幅度也逐渐减小, 最终趋向于稳定, 符合应力损失规律。

4.5.3 监测束灌油

监测束需用 TRACTA 1391 专用油脂进行防腐蚀保护。该油脂密度 900 kg/m^3 , 沸点 195°C 。油脂加热后泵入注油帽孔, 待钢束上端 2 个出气孔有油脂均匀流出后完成灌油, 当油脂硬化后取下上部油箱, 用特氟隆密封孔塞。

4.6 预应力双层安全壳的施工

随着我国不断引进和开发更大功率的核电厂机组, 双层安全壳结构体系在我国核电领域将被更多地采用。核电厂双层安全壳施工技术, 是以单层安全壳筒体结构施工为基础并不断完善优化, 可满足双层安全壳结构自身施工工期要求紧的需要, 并可避免安全壳与周围厂房之间设置后浇区的进度要求, 从而确保内部结构、周围厂房关键路径的进度要求。

4.6.1 内壳在前、外壳在后保持高差同步施工

安全壳结构施工时, 先内壳后外壳, 按梯级同步交叉施工, 内外安全壳形成整体流水作业, 以施工高差步距克服结构平面布置紧凑、作业面狭小 (内外壳净距仅 1.8m) 的施工难题。内外安全壳混凝土均按约 2m 高度分层, 使内外安全壳结构在有限作业面上交叉有序、快捷施工, 尽可能地减少内外壳施工分别对内部结构、周围各厂房施工进度影响, 确保了核岛土建工程总体施工进度。

4.6.2 混凝土冬季施工及测温

安全壳冬季施工混凝土浇筑过程中和浇筑后, 要做好防冻和保护。冬季混凝土的生产要用热水机组, 并加防冻剂, 提高混凝土的抗裂性能, 以保证混凝土的出机温度不低于 12°C ; 混凝土运输车要加棉膜保护, 使入模温度不低于 5°C 。混凝土浇筑后防止温度裂缝是冬季养护和保护混凝土的关键, 混凝土的冬季养护采用蓄热法养护, 混凝土侧面带模养护, 温度较低的情况下, 模板龙骨间要填塞聚苯乙烯泡沫板或矿棉等保温材料, 混凝土的表面要覆盖塑料布和袋装锯末等材料保护。

为做好混凝土的养护, 控制混凝土的内外温差, 混凝土要进行冬季测温, 以便根据测温报告, 视混凝土表面、中心及环境温度情况逐层附加或去除保护层。待混凝土内部温度与表面温度、环境温度相差不多且保持稳定后, 拆除模板及表面养护。

4.6.3 竖向倒“U”形预应力钢束整体穿束

对倒“U”形钢束来说, 无法用穿束机单根穿束。为了能将已编束好的钢束整体拉入预应力管道中, 首先将 20t 卷扬机钢丝绳穿入预应力管道中, 此工作可由 2t 卷扬机完成。因此应先将 2t 卷扬机钢丝绳穿入倒 U 形预埋管道中, 其方法是靠一套橡皮绳梭来完成。2t 卷扬机钢丝绳附着在绳梭尾部, 将橡皮绳梭系统安放入预应力管道中, 连接高压气管, 开动空压机约 6bar 的压力, 绳梭依靠气体压力被吹入到管道的另一端, 同时将 2t 卷扬机钢丝绳带出, 然后将 2t 卷扬机钢丝绳与 20t 卷扬机连接。将 2t 卷扬机钢丝绳往回拉, 拉入到另一端的编束焊接头的位置。

当 20t 卷扬机钢丝绳与编束头连接在一起后, 启动 20t 卷扬机并缓慢提升拉力, 当钢束头已抬起并向前移动 1m 时, 停止牵引, 检查焊接头及机具设备连接情况, 如一切正常则可在低速状态下继续穿束。当穿束头到达滚轮链串时, 应时刻监测通过喇叭口和灌浆连接件情况。增强卷扬机速度将钢绞线拉入, 当钢绞线在出口端出现时, 应降低卷扬机速度且时刻注意两端钢绞线长度: 当两端钢绞线长度符合设计要求时, 停止穿束, 拆开连接部件及滚轮链串, 完成整体穿束 (见图 3.4-6)。

4.6.4 双层壳施工的交通运输

安全壳施工垂直方向物件的吊运由分布在周围的塔吊负责。模板吊装吨位 (加上施工活载) 约 3.5t, 而塔吊的最小起重量为 5t, 塔吊满足大件吊装的要求。

外壳外侧选择 2 个不同角度处分别设置一部施工电梯和

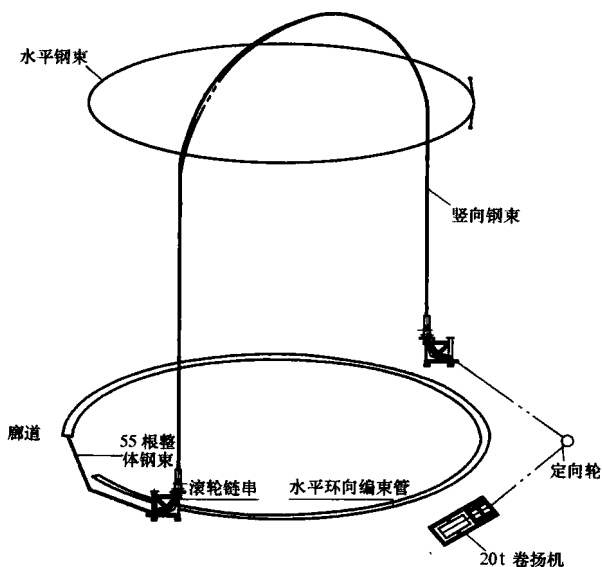


图 3.4-6 竖向钢束整体穿束示意

井式爬梯，作为施工人员、小型机具、施工材料等的垂直运输设备。施工电梯运行至外壳外模的下层平台，并随外壳的层升高而提升，井式爬梯直接搭设至内壳外模的上层平台；内外壳之间的联系也通过井式爬梯；模板上、中、下3层平台之间是通过设在爬升模板上层平台和下层平台的通道口和爬梯联系，内、外壳各模板沿安全壳一圈分别设置3个通道口。

内壳穹顶施工时，外壳筒体施工至一定层数时暂停施工，人员由施工电梯到达外壳模板下层平台，通过爬梯上到上层平台，再由人行天桥进入施工操作平台，人行天桥沿安全壳一周搭设2~3处，以利于操作平台上人员的水平运输。

5 钢结构施工

百万千瓦级压水堆核电厂安全壳作为核电厂的重要安全屏障，由厚900mm的预应力混凝土结构和厚度为6mm的钢衬里组成。钢衬里主要起密封作用，阻止事故工况下放射性的外逸，确保核电厂周围环境的安全。核电厂的卸料水池、核燃料组件存放池也是在钢筋混凝土墙体上衬贴一层不锈钢覆面，用以防止带放射性液体外浸，也利于水池维修和电厂退役时的去污，从而保证运行、维修人员的安全。因此，核电厂内碳钢和不锈钢内衬覆面均担负着保障核安全、防止核污染的重要功能，是核电厂工程与核安全相关的重要部件，其设计和施工的要求都非常严格，施工时应予以特别关注。

本文以岭澳核电站的安全壳碳钢衬里施工、不锈钢内衬施工和安全壳碳钢内衬的焊接为例，详述其施工特点和注意事项。

5.1 钢衬里的施工

百万千瓦级压水堆核电厂安全壳衬里大致由底板、截锥体、筒体、穹顶四大部分构成的一个密封壳体，主要由 $\delta=6\text{mm}$ 的钢板焊接而成，钢衬里筒体下口安装于底部截锥体上，上口与钢衬里穹顶对接；筒体由12层安装层（壳环）构成，每个安装层高度均为3777.5mm，总高45330mm，1~5层每个安装层由11块预制壁板构成，6~12层每个安装层由9块预制壁板构成；筒壁上还有直径250~1300mm的各类工艺及电气贯穿件168个（2号核岛为167个）、1个设备闸门套筒、2个空气闸门套筒、36个环吊牛腿以及贯穿

锚固件和非贯穿锚固件等。安全壳钢衬里如图3.4-7所示。

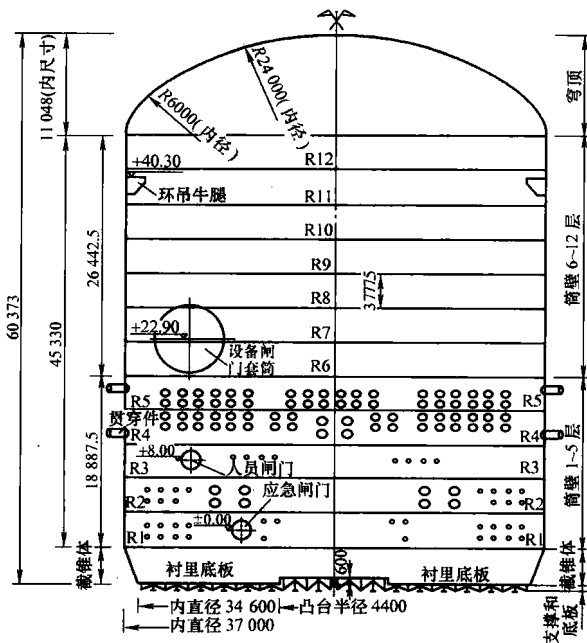


图 3.4-7 安全壳钢衬里

钢衬里的施工主要分为车间预制和现场安装，钢衬里底板、截锥体、筒壁按图纸分块各部分构件在车间制作成型，在现场安装。穹顶按图纸分块下料，现场拼装，采用整体吊装就位。钢衬里筒体壁板上的贯穿件、锚固件、非锚固件、牛腿等均在车间预制成型，在现场安装就位。本节针对钢衬里施工中车间预制和现场安装进行简单介绍。钢衬里的焊接介绍详见5.3节。

5.1.1 材料准备及验收

(1) 压水堆钢衬里壁板材料采用欧标 EN10028—2 (2003)：压力容器用钢板，厚度为6mm，材质为 P265GH、P265GH/抗层状撕裂。钢衬里加劲角钢采用国产 Q235B 角钢。钢衬里材料的具体介绍详见焊接部分的5.3节。

(2) 编制材料计划时应注意根据图纸中的钢板使用时的尺寸、钢板运输时最大尺寸进行钢板排板，再根据钢板排板图提交材料用量计划。材料计划中还应包括材料复验、焊工考试、焊接工艺评定用料。

(3) 材料到场后应根据技术规格书的要求做出材料复验，材料复验合格后，方可使用。

5.1.2 钢衬里底板和截锥体的制作

5.1.2.1 底板预制

底板主要包括：底板内环、外环、底板支撑系统、集水坑贯穿件、厚度为6mm的底部板、厚度为10mm的中心凸台、底板检查槽、检查槽保护罩。

底部板是厚度为6mm的钢板，分别铺设在中心凸台上（标高在-3.900m）、中心凸台和内环板之间、内环和外环板之间（标高在-4.500m）。底部板结构见图3.4-8。

根据进场材料和设计图纸做出排板图，并按照排板图进行放线、下料。按照设计要求组对车间焊缝，并按照焊接要求采用埋弧自动焊进行焊接。焊后进行无损检验。

底部板所有在现场的焊缝，焊后均覆盖检查槽型钢保护，检查槽在底板分布分为32回路，检查槽的连接和转向分别采用连接块和转向块。

车间预制包括连接块和转向块的机加工，槽钢和角钢的折弯。

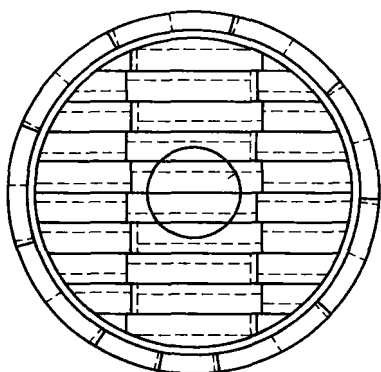


图 3.4-8 底部板结构

5.1.2.2 截锥体的预制

(1) 截锥体胎模预制：利用胎模将壁板成形。

(2) 截锥体预制：

1) 截锥体的结构：截锥体为上大下小的圆锥台形，上口直径为 18 500mm，下口直径为 17 304mm，高度为 4006mm。截锥体共有 11 个车间预制件。壁板由 6mm 厚钢板以及横向环形角钢 L125×80×10 和竖向角钢 L70×50×8 和 $\phi 8 \times 80$ 的焊钉组成。

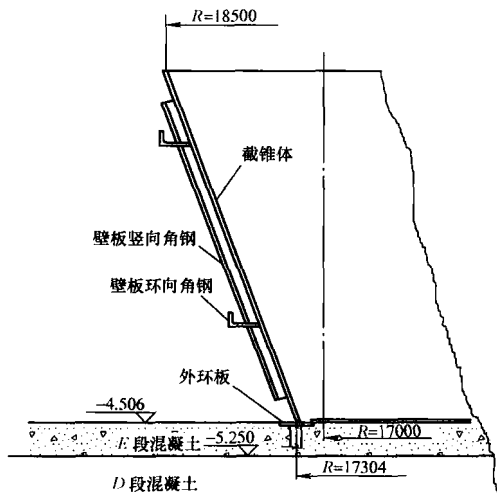


图 3.4-9 截锥体结构示意图

2) 车间预制板的拼接：每个车间预制件由 6 块钢板拼接而成，车间焊接采用埋弧自动焊。在焊接成型的预制板上划线，划出横向、纵向角钢以及贯穿件的位置。

3) 车间预制件的制作：将拼接完成的车间预制板铺在截锥体工装上，钢板铺设时，要尽量均匀。将壁板与工装压紧，角钢定位组对。焊接角钢肋和壁板之间的角焊缝。焊接壁板上的连接件。

5.1.3 钢衬里底板和截锥体的安装

此安装由如下步骤组成：

- (1) 底板内环、内环支架、底板支撑系统的安装。
- (2) 中心凸台的安装。
- (3) 外环的安装。
- (4) 底板的铺设。

5.1.4 钢衬里筒壁的制作

(1) 筒壁的组成：筒壁共分为 12 层，其中 1~5 层为每层 11 块，每块展开长度为 10 640mm；6~12 层为每层 9 块，每块展开长度为 12 920mm，每层高度均为 3777.5mm。

(2) 筒体胎模的预制：利用筒体胎模将壁板成形。

(3) 车间预制板的拼接：由于每层壁板的高度和宽度都

比标准钢板大，因此需要对壁板进行拼焊。车间拼焊完成后，在角钢上划出横向和纵向角钢的位置以及贯穿件的位置，然后将板压在胎模上，板在胎模上不能扭曲，将壁板与工装压紧并使其紧密贴合，将弯曲成形的角钢加劲肋与板焊在一起，并焊接其上的焊钉。

5.1.5 贯穿件的制作

(1) 贯穿件直径小于 500mm 时，采用无缝钢管制作，直径大于 500mm 的贯穿件和闸门套筒均采用钢板卷制焊接而成。

(2) 贯穿件的加强圈采用数控精确下料，然后作出水平 X 轴和垂直 Y 轴标记线，放在事先卷制好的一块 $R = 18\,500\text{mm} + \delta$ (贯穿件板厚) 的大板上，在卷板机上反复滚压，直至与板完全贴合后，加强圈的弧度就符合要求了。应注意因为加强圈的外缘并非圆周线，而是椭圆线，所以卷制时应注意弧度是在 X 轴方向而非 Y 轴方向。

(3) 加强圈按图纸要求沿外缘开 1:4 坡口，对于小直径的加强圈，可用车床切削加工，对于直径较大不便于车床加工的，可用半自动火焰切割；套管端面有坡口的，若是无缝钢管则用车床加工，若是钢板卷焊而成的则应在钢板卷制前用火焰或机械切割好坡口。

(4) 贯穿件套管与加强圈的组对方法：在套管上标出十字中心线，根据图纸上贯穿件的定位在 CAD 中放样，定位加强圈上 4 条轴线与套管上 4 条轴线在套管上的 4 个交点位置，在套管上作出 4 个交点标记后与加强圈组对。

(5) 加强圈与套管焊接时按焊接施工程序进行施焊，焊接前应用加劲板加固 4 个定位点。

贯穿件现场安装采用二次切割的方法，在壁板上放出贯穿件的定位十字线，进行钢衬里壁板的预切割，切割孔的直径大于贯穿件的管径但小于加强圈的直径以使贯穿件能穿入；将贯穿件的加强圈与衬里板贴合，并将加强圈上的十字线与衬里板上十字线重合（注意十字线的方位性），沿加强圈边沿二次划线，进行二次精确切割，组对好环形焊缝并按焊接施工方案施焊。

贯穿件结构如图 3.4-10 所示。

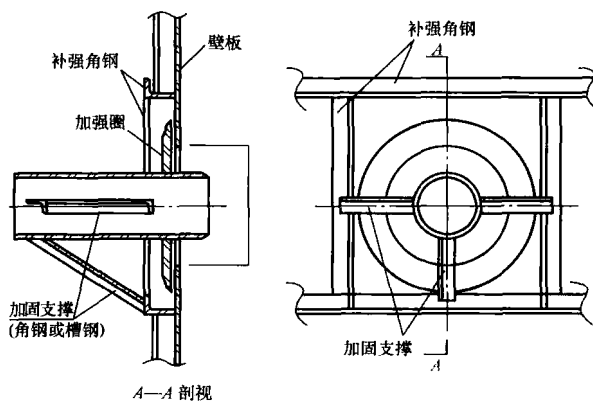


图 3.4-10 贯穿件结构示意图

5.1.6 牛腿的制作

(1) 核电厂建造期间，环吊用来吊装蒸汽发生器、反应堆压力容器等核岛内所有的设备，使其安装就位；核电厂运行期间，环吊定期使用（原则上每年 1 次），用于更换燃料和检修设备。而安装在安全壳钢衬里的筒体上的环吊牛腿就是用来支撑核岛环吊的，在标高 +40.30m 的筒壁上，共锚固有 36 个沿圆周均布的环吊牛腿。由于其长期承受较大的动载荷及静载荷，牛腿的基本构造设计成一箱型框架结

构,由20、50、60mm厚的钢板以及直径为32、40mm的钢筋组焊而成,钢板材质为P265GH和P265GH-Z35(具抗层状撕裂性能),钢筋为可焊光圆钢筋。每个牛腿焊接完成后进行整体消除应力热处理。

(2) 牛腿的组成:在钢衬里壁板第11层均布36个牛腿,每一块壁板上装有4块牛腿。

(3) 牛腿的预制:根据设计图下料,分别切割各加强板,将加强板的上下口中心线标出并打上标记,加工牛腿背侧的各加强板并组对点焊,可作为牛腿变形时的防变形板,待内侧箱体焊完后再焊外侧的各板,将牛腿箱体两侧面板下料组对在加强板上,同时将牛腿固定在支架上,防止因焊接变形而引起箱体侧面变形,经过焊接检验合格后,再将上下板焊接后,合格后将内侧劲板安上,最后焊接箱体头部的封板,与加强板连接的K型焊缝完成后,须作消除应力的热处理。

牛腿的结构如图3.4-11所示,牛腿与钢衬里的焊接安装与贯穿件安装雷同。

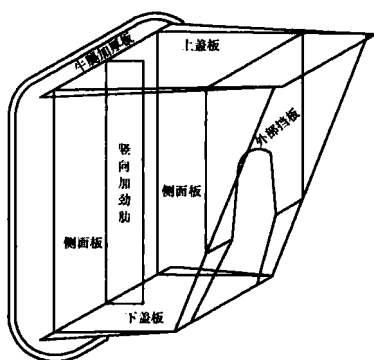


图 3.4-11 牛腿结构示意图

5.1.7 钢衬里筒壁的安装

(1) 筒体壁板内外侧每块板安装两个操作平台,每层走道板间设置直爬梯;

(2) 在截锥体或上层筒壁的顶边标出需安装壁板的中心角度位置,同时根据设计标高定出已经安装好的壁板上口标高线,切割磨平作为下层安装的基准线;

(3) 筒壁安装:利用塔吊将筒体壁板依次吊装就位,先焊立缝再焊环缝,当这一层的立缝和环缝焊完后可提升扶壁柱。

牛腿的安装方法同贯穿件的安装方法。

5.1.8 穹顶的预制

(1) 穹顶是安全壳钢衬里的封顶部分,下口与钢衬里筒体12层上口直接对接。穹顶外形为球状的双曲面壳体,由内径为24000mm的上部球缺和内径为6000mm的下部圆环带组成。穹顶下口内径为37000mm,全高11050mm,是由6mm厚的钢板及其焊接在外侧的角钢L200×100×10, L75×50×6组成的带肋双曲面壳体,结构总质量约为150t。穹顶结构如图3.4-12所示。

(2) 如图所示,按照设计图纸,穹顶水平分为5层,每层按角度等分为:第1层78等分,第2层78等分,第3层39等分,第4层2等分,第5层为1块圆顶。

(3) 预制胎模的制作:利用胎模将穹顶壁板成形。

(4) 第1层穹顶板预制流程如下:

1) 根据设计图纸进行放样下料;

2) 将分块单元板加工好所需坡口后,用卷板机卷制成 $R=6000\text{mm}$ 的圆弧板;

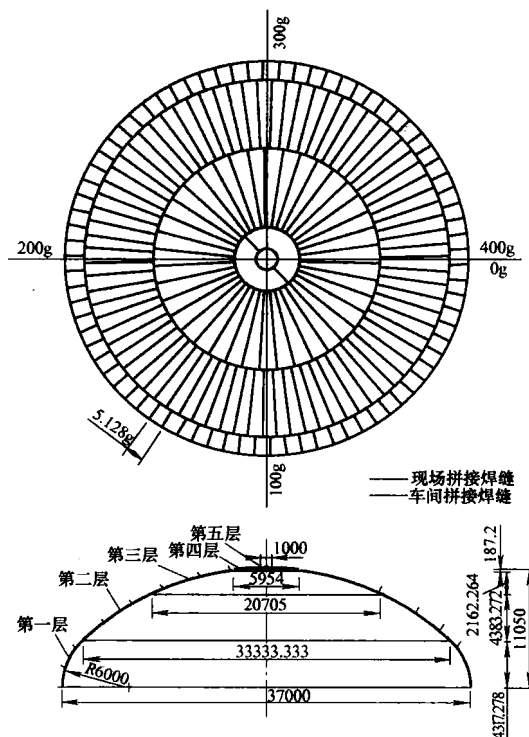


图 3.4-12 穹顶结构示意图

3) 将圆弧板吊至压制胎模上进行成形;

4) 将检查合格的4个分块板吊至组模胎模上进行竖缝拼接后,将穹顶板与工装四边固定;

5) 在胎模上将钢板拼接完成后,组对卷制好竖向和环向角钢;

6) 焊接角钢焊缝后,脱模;

7) 将已成形的预制块翻身,清根并焊接内侧拼接缝;

8) 进行几何尺寸检查后,进行焊缝无损检验,最后进行 $\phi 8 \times 80$ 的锚杆焊接。

(5) 第2~5层穹顶板的预制流程为:

埋弧自动焊拼板→分块板放样、编号→切割下料→坡口加工→上模→组对→焊接拼缝外侧→组对弧形角钢→焊缝焊接→脱模→翻身→清根焊接内侧拼缝→几何尺寸检验→校正→ $\phi 8 \times 80$ 的锚杆焊接→无损检验→喷砂→油漆→存放。

(6) 穹顶的现场拼装:

1) 拼装场地:在穹顶拼装场地准备一块直径40m的圆形场地,场地平整压实,并按要求浇筑混凝土,在浇筑混凝土前按要求埋上角钢预埋件及中心埋件板,并在拼装场地放出穹顶顶点的投影和定位角度投影十字线作为基准点和基准线;放出每层分层、分块尺寸,放出分层截面圆周投影线和分块角度投影线。

2) 拼装方法:首先拼装最下层,将车间预制件分别按图纸顺序吊装就位,利用支撑调节高度,同时在板上口吊重垂线,使重垂线落放到地面圆周的投影线上,调整相邻板间的焊接间隙,按照技术要求焊接竖缝,补焊两拼接缝间的角钢肋和焊钉;在第1圈拼装完成后,用同样的方法拼装第2圈;在竖缝合格后,调整2圈间的环缝,并焊接;用同样的方法进行上面3圈的拼装。

5.1.9 穹顶的吊装

穹顶吊装是钢衬里施工中整体吊装就位最大的钢结构件,也是钢衬里的封顶部分。钢衬里穹顶采用整体吊装,即

穹顶在车间分块预制成形后,在现场分别拼装成整体并焊接好内部各种工艺管道,一次性整体吊装就位。

5.1.9.1 穹顶吊装工艺

(1) 吊机载荷试验:吊机按要求工况组装好后,对吊机进行载荷试验,在试验前后仔细检查起重机的回转、卷扬等重要机构和制动、仪表显示等辅助机构完好并运转可靠。

(2) 吊机空钩模拟试验:吊机载荷试验合格后,按穹顶吊装全过程进行模拟操作,指挥吊机进行各吊装步骤的起落钩、变幅、回转等操作,并在全过程检查吊装指挥系统和吊装机构的运作情况,并检查吊机所通过的空间是否畅通。

(3) 穹顶试吊方法与步骤:吊机载荷试验和空钩模拟试验合格后,再次确认起吊条件,起重指挥指挥吊机缓慢将穹顶提升,直至穹顶下口离地面500mm后停止提升,检查穹顶下口水平度,调整并进行刹车试验,降回地面但保留所有吊索具不拆除、吊索仍然受力,进行现场保护。

5.1.9.2 穹顶的正式吊装

1) 正式吊装应在试吊后的3日内进行,由现场执行总指挥确定吊装实施的命令后,方可进行穹顶的正式吊装。

2) 在起吊前最终检查各种吊索具,吊装承包商最终检查吊机状态。

3) 与试吊时一样,解除穹顶与拼装平台上所有的临时连接构件。

4) 缓慢而匀速地起升吊钩至离地约500mm,经再次检查并确认平稳和下口水平。

5) 根据正式起吊命令,起重指挥指挥吊机正式起吊。

6) 在起重指挥协助下,对穹顶进行就位,视穹顶偏离筒体中心的情况,起重指挥指挥吊机通过落钩、变幅、回转,使穹顶与筒身对中。

7) 调整穹顶下口与筒身的对接缝,完成后将穹顶固定,确认稳固后完全松钩,拆除吊点连接吊具。

8) 确认后,起重指挥指挥吊机回转、收车。

穹顶的吊装就位如图3.4-13所示。

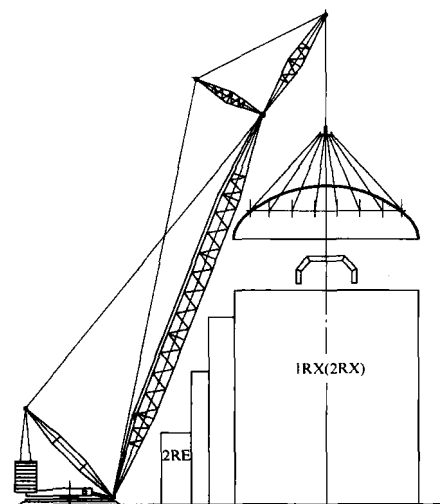


图 3.4-13 穹顶的吊装就位示意

5.1.10 穹顶的高空组对

穹顶就位准确与否,取决于穹顶下口与第12层筒体上口之间的尺寸偏差,第12层筒体上口和穹顶下口之间的半径误差 $\leq 10\text{mm}$,二者周长值误差 $\leq 10\text{mm}$ 。在吊装前,应能达到上述尺寸控制要求。

1) 穹顶的就位、组对采用临时支撑来辅助完成。

2) 当穹顶整体吊装至筒体上方,调整穹顶位置,保证

穹顶的定位准确。

3) 缓慢、匀速落钩,当穹顶落在临时支撑千斤顶上后,检查、调整千斤顶使其完全受力,此时吊机吊钩未完全解除受力。

4) 进行穹顶下口与筒体上口组对;同时、均匀、缓慢地调节支撑千斤顶,使穹顶匀速下降至与筒体上口相距约10mm,继续下落直至穹顶下口完全落在间隙板上,使穹顶下口与筒体上口完全重合。

5) 对接缝调整完后,再次检查支撑千斤顶,保证完全受力后,吊机落钩至完全解除受力后,摘去吊索。

6) 焊接穹顶与筒壁之间的焊缝,焊缝检验合格后,补焊锚固钉及纵向连接角钢。

5.1.11 设备、人员闸门的安装

反应堆厂房各有设备闸门1套、人员闸门(标高+8.00m)1套、人员应急闸门($\pm 0.00\text{m}$)1套。设备闸门的功能是大型设备的通道,直径约7400mm,在建造期间是RX厂房内设备运入通道;运行期间处于关闭状态,大约1年使用1次,即提供检修厂房内设备时进出厂房的通道;+8.00m的人员闸门是运行期间人员的正常进出通道, $\pm 0.00\text{m}$ 的应急闸门是发生紧急事故时的人员应急通道,直径均为2900mm,正常运行期间处于关闭状态。

(1) 设备闸门的安装:

1) 现场拼装:将闸门套筒与衬里上贯穿件套筒焊接好,焊接应力引起的法兰变形减小到最小以前,法兰接合面不能被打开;如果必要,平台、栏杆、临时脚手架等设备闸门封头上的附件将在拼装场地上预拼装。

套筒尺寸检查:直径、周长、贯穿件套筒端面的垂直度、焊缝尺寸。

2) 设备闸门封头安装就位。

3) 悬臂提升架、提升梁和卷扬机安装就位。

4) 翻转平台卷扬机安装就位。

5) 设备闸门的现场试验:设备闸门封头的验收试验(主要指双密封件的局部泄露试验)和提升系统的验收试验。

(2) 人员闸门的安装:

1) 套筒尺寸检查:直径、周长、贯穿件套筒端面垂直度、对接焊缝两侧套筒的坡口尺寸。

2) 门体就位安装:对接焊缝焊接前必须按焊接程序中的规定进行预热,焊接时由具有相应资格的焊工进行对称焊接以最大限度地减小法兰面的焊接变形。

3) 人员空气闸门的现场验收试验:局部泄漏试验、内侧和外侧门之间的舱体整体密封性试验、人员空气闸门作为加压/卸压室使用时的试验、人员空气闸门的功能试验、人员空气闸门压缩空气作用管线泄漏试验。

5.2 不锈钢内衬的施工

核电站的不锈钢衬里工程主要是为了核燃料组件的储存、换料期间对堆内构件检修而建造的专用水池,在核电站运行期间不锈钢水池内装满特制的除盐水。不锈钢衬里的安装一般采用后贴法,即先用不锈钢膨胀螺栓将不锈钢托架固定在一次混凝土上,再将覆面板的衬垫型材焊接在托架上,然后进行池底和池壁的抹灰,最后将不锈钢覆面板焊接在衬垫型材上。可以看出,不锈钢衬里焊缝的连接型式主要是带垫板的对接焊缝。另外,不锈钢衬里中还包括一部分需与碳钢预埋件连接的异种钢焊缝接头。焊接的主要方法为氩弧焊和电弧焊两种,其中覆面板和有密封要求的焊缝全部采用钨极氩弧焊,其余的用氩弧焊或电弧焊。

5.2.1 焊接工艺评定

(1) 焊接材料的选用。

焊接材料的选用应根据母材的成分,按照技术规格书的要求进行选用;对于焊接材料的成分和性能应按照技术规格书中焊接材料验收标准卡片验收,特别是对于不锈钢焊条、焊丝,应严格按照要求控制其含钼量。

(2) 焊接工艺评定流程。

首先,根据设计图纸、EJ/T 1027.12 和技术规格书等文件中的规定编制焊接工艺评定指导书,以规定焊接条件和进行工艺评定实验的标准及验收标准;然后,挑选焊接技能优异的焊工进行焊接工艺评定(PQR),在进行焊接工艺评定时,应严格控制并详细记录各种焊接工艺的实际参数和各项检验结果;最后,根据评定合格的工艺编制焊接工艺规程(WPS)。

(3) 评定的有效期。

焊接工艺评定的有效期限,从宣布之日起,对1级部件为2年,对其他部件为3年。对产品焊缝补焊评定,有效期可以加倍,从车间最后采用这种工艺的日期算起,可将评定的有效期延长相同的期限。

5.2.2 车间预制流程

熟悉图纸、技术文件→领料、放样→切割前尺寸检查→切割、下料→组对→冷弯加工→焊接前尺寸检查→焊接→无损检验→焊后尺寸检查→酸洗钝化→编号存放。

5.2.3 现场安装流程

一次混凝土检查→池底角钢托架安装→池衬垫型材安装→池底锚固板安装→安装尺寸检查→池底抹灰→抹灰检查→防尘漆施工、抹灰层保护→池壁四周脚手架搭设→闸门导向槽安装→池壁衬垫型材、锚固板安装→池壁抹灰检验、防尘漆施工→池壁覆面安装→池壁覆面焊接→池壁附件安装(不包括梯子)→池壁清理→池壁的焊缝检查→池壁脚手架拆除→池底覆面安装→池底覆面焊接→附件安装和焊接→池底清理、焊缝检查→闸门安装及机构试验→静水压密封试验→酸洗、钝化清洁→整体检查、验收。

5.2.4 焊接工艺

1) 对于所有覆面焊缝及所有有密封性要求的焊缝均采用钨极氩弧焊焊接,其余焊缝采用氩弧焊或手工电弧焊。所有的焊接作业均需由评定合格的、具有相应操作资格的焊工严格按照工艺规程的要求施行。

2) 不锈钢覆面在制作及安装前,如覆面板或衬垫表面有污染,应及时用干净纯棉布擦除,若油质污染表面,应采用棉布蘸丙酮用力擦洗污渍部位,擦洗不掉的部分,用细砂纸或不锈钢刷予以磨刷(此砂纸或不锈钢刷仅能用来刷奥氏体不锈钢),最后再用丙酮擦拭干净。

3) 所有不锈钢衬里覆面板在尺寸检查完成后将其安装就位,将覆面板的四周点焊固定,焊点长度为10~20mm,焊点间距为50~100mm。在点焊时,必须用木锤敲击点焊的部位,以使覆面板与衬垫型材贴合紧密。

4) 不锈钢衬里覆面板点焊完成后,应立即用不锈钢专用胶带将焊缝密封,以防止空气中的灰尘及其他污染物进入焊缝。

5) 所有的焊缝在焊接之前,必须用不锈钢钢丝刷或不锈钢钢丝轮将焊缝坡口及两侧清理干净,并且用丙酮擦洗。

6) 不锈钢衬里的安装焊接顺序一般为:池壁覆面→池底覆面,当预埋板或管及其他附件的焊缝离覆面焊缝距离大于600mm时,可以先焊预埋板或管及其他附件;否则,先施焊覆面焊缝,再焊预埋板或管及其他附件。焊接方形预埋

板时,在拐角应连续施焊,不允许存在焊接接头。

7) 同一墙面的覆面全部组对、点焊完成后,开始焊接墙面焊缝。先焊横缝,再焊立缝。同一墙面的焊缝在施工条件及焊工人数允许的情况下,可以同时进行焊接;打底采用分段退焊,分段长度不得超过500mm,打底焊完成后,待所焊焊缝基本上冷却下来,温度不超过100℃时,再对其进行盖面,盖面也采用分段退焊,分段长度不得超过500mm。

8) 池底覆面的焊接工艺及顺序同墙面覆面相似,底部覆面组对、点焊完成后,原则上是先焊短焊缝,再焊长焊缝;焊缝的打底采用从中间往两边分段退焊。

5.3 钢衬里的焊接

压水堆核电厂的安全壳钢衬里由底板、截锥体、圆柱形和穹顶组成。钢衬里总高度60.38m,直径37.00m。其焊接温度场的特点,按板厚可分为薄板焊接时的温度场(如底板的中幅板、边缘板、筒体壁板等 $\delta=6$ 的钢板)和厚大焊件焊接时的温度场(如底板的内、外环板,用于支承设备装卸用的环形吊车轨道的牛腿)。安全壳钢衬里的所有焊缝均为RCC-M中规定的I级焊缝。为确保制作的质量,首先要确定焊接工艺的合理性及最佳性;二要制定合理的焊接工艺评定,对于重要的构件,应确定合理的消氢热处理和消应力热处理;三要针对相应的项目建立严格的质量保证体系。

焊接工艺的合理性:

母材的选用及焊接性能分析。

母材性能:

在RCC-G《压水堆核岛土建设计与建造规程》设计准则中,对密封衬里用板的材料特性计算如下:

材质:根据标准NFA36—205选用A42.AP,并作如下补充:

最低弹性应力(σ_E):255MPa。

平均弹性应力:320MPa。

弹性模量:210 000MPa。

泊松比:0.13。

热膨胀系数: $12 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$ 。

导热系数: $45\text{W}/(\text{m} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

比热容: $500\text{J}/(\text{kg} \cdot ^{\circ}\text{C})$ 。

与A42.AP相近的可选用母材有:

国产:20HR,20g;

欧洲标准:P265GH。

岭澳一期采用A42.AP。岭澳二期和秦山二期扩建的安全壳钢衬里板材质为P265GH。

相应板材的化学成分和机械性能见表3.4-3。

表3.4-3 母材化学成分① (%)

材料名称	C	Si	Mn	P	S	Cu	Mo	Ni	Cr	V
A42.AP	0.11	0.20	0.64	0.007	0.004	0.01	0.02	0.04	0.00	0.002
A42.AP/Z35	0.158	0.26	1.04	0.014	0.024	0.013	0.012	0.026	0.024	0.01
P265GH	0.133	0.209	1.04	0.018	6E-04	0.022	0.002	0.018	0.020	0.001
P265GH/Z35	0.137	0.207	1.04	0.014	6E-04	0.011	0.001	0.014	0.017	0.001

① 指质量分数。

6 预埋件与二次钢结构施工

6.1 预埋件的施工

预埋件作为设备、工艺管道与建筑结构的连接界面,在核电厂核岛厂房中大量应用。主要分钢板、套管和特殊埋件三大类。这些预埋件规格众多,形状各异,分别预埋在各厂

房的混凝土基础、墙、柱、梁、板及安全壳筒体、穹顶中,有不少质量较大,结构较复杂,制作安装难度较大。

其中钢板类有30多种,最大规格1500mm×1500mm,质量750kg;套管类分钢套管和水泥石棉套管。特殊埋件大部分由安装承包商提供,预埋在混凝土中与以后安装的设备配套使用,规格虽相对较少,但安装精度要求高,地位很重要。

6.1.1 预埋件的制作

预埋件的制作主要在车间进行,所有从事制作的人员必须经过三级安全入场培训,特殊工种必须取得相应的国家上岗资格证和核电厂焊接考试委员会的上岗资格证。

预埋件一般采用国标Q235B的钢材,所用锚筋一般为圆钢,所有制作预埋件所需的原材料必须满足化学成分、机械性能、技术指标必须符合相关技术规范的要求,并经现场试验合格。预埋件所用焊钉机械性能应符合下列要求: $400\text{MPa} < R_m \leq 550\text{MPa}$ (R_m 为极限抗拉强度); $R_p(0.2\%) \approx 380\text{MPa}$ (R_p 为屈服抗拉强度); $A_{\min} \geq 15\%$ (A 为延伸率)。

预埋件加工所需的焊材应符合RCC-M/S2000规定或与其等同的中国标准GB/T 5117—1995规定的E50型焊条,应有相应的质保文件,质保书中应包括熔敷金属的化学成分和机械性能。焊材外观检验应包括外包装、内包装、焊条外观(药皮有无脱落、偏心情况)、规格、质量证明文件、检验结果应符合GB 50205—2001的要求。

预埋件的制作主要包括:放样、号料、切割、制孔和扩孔、组装、修补和矫正、检测、油漆、放样、号料应仔细认真,并熟悉图纸以防发生错误。

预埋件的切割主要采用氧割、机切、冲模落料和锯切等方法。对于厚度小于16mm宽度不大于2m的板材,采用剪板机剪切或热切割,其他钢板采用热切割。

预埋件的制孔、扩孔和组装应严格按照相关施工图的要求进行。

预埋件的焊接是预埋件制作中最重要的一个施工环节。首先焊材应存放在加热和干燥的保温筒内,保证湿度不大于60%,数量不得超过半个工作日的使用量,存放时间不得超过4h,逾时应重新烘干,重复烘干的次数不应超过两次。待焊表面必须干燥,并不得在潮湿面上焊接。在环境温度低于-10℃时,则不允许进行焊接。焊件的温度应至少保持在+5℃。所有的焊接作业都应避免在恶劣的气候环境下进行,不允许在风口处和电风扇直吹的状况下进行焊接。焊接前应对待焊接面进行预热,预热时应均匀加热,并用红外线测温仪对温度进行检测。主要的焊接方法有手工电弧焊、CO₂气体保护焊。

预埋件的检测主要包括:每条焊缝的外观检查、焊缝的5%进行液体渗透检验、钢筋与板的焊接的1%做破坏性拉伸试验(至少2根)。

预埋件不接触混凝土的外表面要进行油漆,边缘和内表面5cm宽范围内可允许油漆,其他部位在交货时应无油漆。油漆前应喷砂处理,要求核污染区内的喷砂处理为SA3级,核污染区外的喷砂处理为SA2.5级。

6.1.2 预埋件的安装

预埋件的安装过程主要包括:放线定位→挂标识牌→埋件就位→安装校正→固定。

核岛厂房预埋件主要包括预埋在混凝土墙体(包括柱)、平台板(包括梁)上及部分特殊预埋件三大类,由于预埋件种类繁多,安装部位各异。因此,实际施工中需根据预埋件

的不同型号、安装部位,确定具体的安装方法。

6.2 二次钢结构的施工

6.2.1 核电厂二次钢结构

百万千瓦级压水堆核电厂二次钢结构工程繁杂,分布位置广泛,基本上是按房间进行划分,子项很多。核岛厂房内所有二次钢结构及建筑铁制品约为3000t。

6.2.1.1 结构类型

1) 一个由梁、柱组成的钢架,柱子通常用螺栓锚固在混凝土结构上,为了保证安装、正常运行和维修期间的稳定而加有支撑。该类结构主要用于操作、维修平台,走道和设备支撑,如RX和WX厂房内部的许多环形平台。

2) 单向布置和双向布置梁形成一个支撑体系,以支撑屋面、楼面和通道,操作和维修平台以及设备支撑。这些梁通常焊在预埋钢板或牛腿上,或用螺栓固定在混凝土结构上。

3) 楼梯间的楼梯斜梁、柱以及支撑,这些楼梯连接不同的混凝土楼面和钢平台,如分布在许多厂房内的钢爬梯。

4) 与管道支架连接或支撑管道的牛腿。

6.2.1.2 工程特点

1) 二次钢结构主要材料包括:进口HEA、HEB、IPE、UPN、UAP型钢;国产槽钢、角钢、扁钢、钢板、镀锌钢格栅、花纹钢板、高强螺栓、膨胀螺栓、普通螺栓等。进口型钢材材质多为E24.2、E24.3、E36,国产材料多数为Q235B。由于进口HEA、HEB、UAP型钢与国产型钢截面尺寸相差很大,对连接部位节点详图进行修改后,材料方可以国产化。

2) 平台与墙上的预埋板、平台之间梁及平台间的支撑、平台与柱子、柱子与混凝土地面等采用类似的连接形式,有许多通用的节点详图。

3) 由于图纸上只是简单标注整体尺寸和节点号,在制作前期,需要做大量的技术准备工作,即二次设计,才能使车间制作工作进行顺利。

4) 在现场安装阶段,垂直和水平运输因受现场大部分房间交叉作业的影响,运输空间受到限制,机械运输非常困难,大多采用人工运输。

5) 由于混凝土浇筑的误差,现场安装时,要配合房间的现有尺寸,同时由于安装公司在管道和设备的安装过程中因接口原因与钢结构冲突,造成后期有大量的修改工作。

6) 二次钢结构工程量大,分布地点散,工期紧,安装环境比较恶劣。

6.2.2 施工准备工作

6.2.2.1 二次设计基本方法——车间制作图绘制

利用电脑制图软件(如AutoCAD),根据设计简图中的结构定位尺寸,按1:1的比例在电脑中定位绘制每个构件的大样图,并标注定位尺寸,根据各个构件相连的节点详图和定位尺寸,细化每个构件,从而得到足够详细的、施工班组可直接用于加工制作和安装的构件尺寸。若出现定位尺寸冲突时,向设计单位提交澄清或变更申请。

6.2.2.2 车间制作图的内容

1) 结构大样图要求用于车间预拼装放样,并指导现场安装放线定位和组装。图纸中须标注每个构件的识别编号、节点编号、构件编号、规格型号、材质、外形尺寸、构件数量、单件质量、总共质量、详图所在车间制作图的编号等内容。

2) 节点详图,除须注明原设计给出的节点详细构造图

以外,还需给出二次设计的节点详细构造图,以及节点所涉及材料(节点板、螺栓等,与大样图中材料不要重复)的明细表,包括节点编号、节点数量、材料编号、规格型号、材质、数量、单件质量、总共质量等。

3) 具体构件详图,能够直接指导下料,并标注构件上与其他相连构件处的节点。

4) 必要的施工说明和技术要求。

6.2.3 现场安装基本流程

平台柱子、主梁安装→平台次梁、斜撑安装→螺栓的紧固→爬梯的安装→栏杆的现场安装→钢格栅的现场安装。

6.3 预埋件与二次钢结构的质量保证措施

预埋件种类单一,结构形式简单,前期相关试验合格后即可批量生产,并可对最终产品抽样进行破坏性检验,以验证其质量;二次钢结构在核电厂建造中属于后期装修工程,因其各构件处于厂房车间内,与房间内设备和周围环境(地面、墙体颜色等)协调一致,其最终的外观质量(装饰性)要求高。

按照设计文件要求,预埋件质量保证等级分为 QA3, QANC 级,二次钢结构质量保证等级分为 QA1, QA3, QANC 级。根据不同的质量保证级别,可分别制订施工中不同的工艺方法、质量控制措施以达到各自的质量目标,符合设计文件要求。现重点描述预埋件 QA3 级和二次钢结构 QA1 级施工过程中的质量保证措施。

6.3.1 施工技术文件控制

需控制的施工技术文件包括(但不限于):设计文件、规范(如图纸、变更等),施工方案、加工文件(加工计划、车间制作图纸等),质保文件(管理、工作程序,供应商评审记录等),检验和试验记录(NDT 报告、测量报告等),采购文件(主材的采购合同等),施工质量记录。

6.3.1.1 文件的编制、审核和批准的要求

按照设计文件编制相应的工作程序、施工方案作为施工的指导性技术文件,或作为采购文件的技术要求,并按规定统一格式、编码等;必须由具有相关施工经验或专业知识的技术、管理人员制订,必须明确说明其适用范围(厂房或用途等)、相关分工的责任人员等;施工方案类技术文件还须说明所使用的设备、材料和工艺流程,并对流程中的每一步骤进行详细的技术说明,要求具有可操作性。

由技术主管审核,专项负责人批准。必要时提交业主审核、批准。

6.3.1.2 文件的分发、状态、变更管理

文件由专项负责人确定签发范围和数量,接收人员签名登记。建立文件分发清单,注明文件版本、发放日期,保证文件持有人和工作现场的文件的有效性。

建立适用文件清单,便于索引查找,注明文件的状态、版次,并分发到相关人员,定期检查,防止使用过期或无效版本的文件。

变更或升版文件应由原编、审、批人员进行,说明变更原因,并及时分发到相关人员手中,原旧版文件应销毁或标识。

6.3.2 二次设计控制

主要是二次钢结构车间制作图的绘制。根据业主提供示意简图和功能要求,需进行二次设计,绘制车间制作图,以简化施工难度,减少车间班组识图难度和工作量,保证和提高施工质量和施工效率而进行的必要技术准备。

7 油漆施工

由于核电厂周围海洋大气下腐蚀的环境和核电油漆抗 LOCA 性能、抗辐射性能及可去污的特点,决定了核电厂特有的涂层和现场涂装的技术要求。车间采用流水线喷砂、喷漆技术,表面涂装采用了除湿、循环热风管道系统、燃气加热系统,丸尘分离系统,旋风除尘及布袋除尘系统。

在电厂建造时期,一般采用环氧树脂涂料进行防腐,环氧树脂涂料有很好的容忍性、附着力大、兼容性好、耐水性好的特点。只有选用合适的涂层配套和严格的涂装工艺过程管理,才能有效地防止腐蚀。

7.1 腐蚀类型和控制方法

根据腐蚀介质划分,核电厂的腐蚀类型主要有以下几种:大气腐蚀,海水腐蚀,与一回路、二回路介质接触的腐蚀,与常规岛、核岛设备冷却水接触的腐蚀,盐酸及其盐雾引起的腐蚀,潮湿环境下的腐蚀,土壤腐蚀以及运行维修期采用去污溶剂清洁表面时可能腐蚀等。以上的腐蚀类型均属于电化学腐蚀。

针对核电厂的腐蚀种类和特点,主要采用的控制腐蚀的方法有:涂料涂层防腐、内衬、阴极保护技术等。

7.2 油漆涂装的控制

7.2.1 基层的表面控制

(1) 金属表面。必须在车间进行喷射除锈且不影响金属硬化,表面预处理清洁度应达到 Sa2.5 或 Sa3 级。一般来说最佳粗糙度为略低于整个涂层系统漆膜厚度的 1/3。

(2) 混凝土表面。平直度 2m 之内最大空隙不超过 7mm; 0.20m 最大间隙不超过 3mm。表面空隙必须小于 1cm²,且深度小于 5mm 时,且不得有露筋现象。

任何基层必须无浮屑、油污、灰尘及其他的有害物质。

7.2.2 施工的环境控制

空气温度、相对湿度和底材温度同样会影响最终的涂装结果。通常基层表面温度要至少高于露点温度 30℃。气候条件的检查控制包括:环境空气温度、基层表面温度、相对湿度(%)和露点温度。

7.2.3 涂装施工

高压无气喷涂是进行重防腐和高黏度涂料施工最常用的方法,利用高流速和高压力使涂料雾化,具有生产效率高、漆膜质量好等优点,适合大面积施工。

为确保漆膜厚度且防止漏涂,规定每道涂层的颜色与上一道的有明显差异,同时颜色必须是开始涂层暗至完工涂层淡。

7.2.4 钢结构油漆施工

钢结构的油漆施工分为在预制车间和现场进行两种,都有其不同的特点和要求。车间内进行表面处理更为方便,它可以有效地利用自动化的生产设施来提高生产效率。车间内进行涂装,可以有效地进行环境控制,并能全年度地处于工作状态;温度和相对湿度得到了控制,防止喷砂时的返锈;照明好,提高生产效率和工作质量;不会受到风力的影响而产生过喷涂等现象。

对于边、角、焊缝、切痕等部位,在大面积涂覆前应先涂刷一道,以保证这些部位的漆膜厚度。在组装过程中需要焊接的接口部位 100mm 内不涂装涂料,需要采用适当的方式进行临时的保护。

7.2.5 混凝土面油漆施工

混凝土浇筑后至少需要 28d 的充分养护,表面干透,达到含水率要求后才能进行表面处理。处理前对混凝土含水率要进行检测,一般含水率不大于 6%,同时用 pH 试纸检查 pH 值不大于 9。

由于现场湿度大,施工条件较差,应保证足够的通风条件,以利于漆膜中水分的挥发。同时,增加环境的温度有利于水分挥发。所以,现场使用抽风机等设施也是必须的。

7.2.6 涂层修补

为保证涂层的质量,所有涂层上的缺陷都应进行修补,主要的涂层缺陷有机械或焊接造成的缺陷和涂装过程中造成的缺陷两种:

(1) 机械或焊接造成的缺陷的修补。这种缺陷主要是由于机械碰撞、焊接等对已经涂装完毕的涂膜造成的损坏,需要进行相应的底材处理和补漆。

(2) 涂装过程造成缺陷的处理。在涂装中会由于操作不当而造成的漆病,从而会影响涂膜的外观和防腐效果,因而对这些漆病也必须进行修补。

7.3 附着力测试

涂层间或涂层与底材间良好的附着力可以大大提高涂层系统的使用寿命。涂料的拉力强度取决于涂料本身。拉力破坏有两种:附着破损和凝聚破损。附着破损是发生在涂层间或第一道涂层和底材之间,凝聚破损是发生在单一涂层内部。很多情况下,涂层是由自身内部发生破损,所以涂料的凝聚性能相当重要。如果环氧涂料进行良好的表面处理,拉力强度可以达到 5~10MPa,甚至更高。

按照涂装技术规格书要求进行拉力试验,拉力试验可按照相应的标准进行。拉力试验有多种仪器可供选取,测得值有所不同。进行试验前,将夹具放下,夹住试验柱,拉力数据调到 0 刻度处,然后施加力量,直到拉开漆膜,读取数据。

由于机械式拉开法测试仪在实际操作时,测试值不稳定,所以比较可靠得还是气动式或液压式的拉开法测试仪。

7.4 见证板和参考面

在混凝土表面开始涂装前,先施涂面积大于 40m² 的参考表面(有涂料供应商的技术人员在现场指导和验收),作为长久的参考面,以建立验收的参考标准。

为了电厂运行后涂层性能的评估,对用于反应堆的每种涂层系统采用与实际施工相同的条件和基底材料制备见证板。见证板尺寸为 200mm×100mm,混凝土表面见证板厚度为 40mm,金属表面见证板厚度为 6mm。见证板的数量为每种涂层至少 40 块,标记编号并在电厂运行后放置在与该涂层系统对应的区域内。

8 现场变更与竣工文件

核电厂在建设阶段对工程文件的管理和控制非常严格也非常重要。由于我国不同核电厂引进的建造技术不一致,对工程文件的控制管理方法也有很大的不同,但对变更文件和竣工文件的管理基本相同。

8.1 变更文件的管理

变更文件主要包括澄清要求(CR)、技术变更(TA)和现场变更申请(FCR)及业主公司发出的现场变更令(FCO)。

澄清要求:主要适用于对设计文件中相互矛盾或不清楚的问题进行澄清。需要澄清时采用 CR 单,澄清文件一般不会对设计带来影响。

技术变更:一般是对设计文件中的内容进行适应性修改而提交的变更文件,不会在原则上改变设计文件。

现场变更申请:因为需要对设计文件中的某些内容进行修改而提交的变更文件,修改结果将会使原有的设计文件出现改变。对施工单位 FCR 的回复要求业主以 FCO 的格式予以答复。

8.1.1 变更文件的编制要求

变更文件的标题应简洁明了,应反映出所叙述问题的基本内容(厂房、标高、部位及相关问题)。变更文件的内容应详细、清晰,并尽量多采用原图的复印件,以利于问题的叙述。变更文件的附件应标注附件的页码、附件里所摘文件的编号和版次,在附件上应用云纹线标注出所述问题的位置 and 问题的内容。

8.1.2 变更文件的标注要求

主管技术人员接收到相关的变更文件后在接收到的当天将相关内容标注在技术文件上,变更文件的标注应清晰明白,标注时应将技术文件的修改部位用云纹线圈好,并将更改内容尽可能近地写在云纹线附近。标注内容包括:变更文件的编号、变更的内容、修改人员的签名及修改日期等。

8.1.3 变更性文件的接收和发放

变更性文件的接收和发放流程如图 3.4-14 所示。

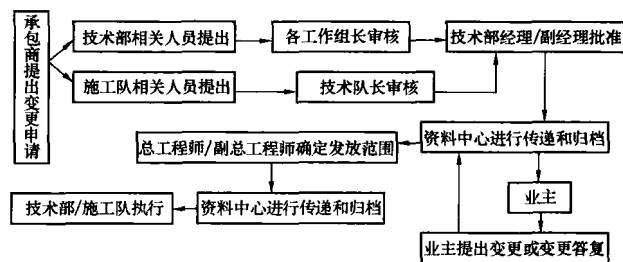


图 3.4-14 变更性文件的接收和发放流程

8.1.4 变更性文件档案管理的要求

变更性文件的收发必须由收发人在发放记录本上签字确认。变更申请及答复由资料中心存档管理,接收文件时应由档案管理人员检查文件的完整性。每一变更申请答复应按照渠道号的顺序分别存档。

8.2 竣工文件的编制和提交

竣工文件包括竣工图纸的编制和提交以及土建竣工状态报告(ECSR)、安装竣工状态报告(EESR)等竣工文件的编制和提交。

8.2.1 竣工图纸的编制和提交

施工单位在工程完工后,应将施工期间产生的变更性文件(CR、TA、FCO、不符合项报告 NCR 等)按工程实际情况反映到电子版施工图纸上,即对业主提供的电子版文件进行升版和竣工状态制作。

8.2.2 电子版图纸的修改要求

当电子版图纸有 8 个变更文件(CR/TA/NCR/FCO)与之相关时,或者在厂房完工证书签发后,需对电子版图纸进行修改后提交给业主。电子版图纸的修改要求主要包括以下几个方面:

(1) 对施工图纸的修改,应在修改处用云状线圈起,其旁注明版次,用三角形内标注表示。

(2) 对技术规格书的修改, 应标在文件的边缘, 被修改部分以竖线指明并在旁注明版次及变更文件号。

(3) 在实际修改中, 所列变更文件并没有影响图纸的修改, 则在标题栏中用括号将变更文件括起, 表示不需修改。

(4) 电子版原件经修改后应做升版标识, 即在原接收版本上增加1版, 如接收版为A0版则升版后为A1版, B0版升为B1版, 依此类推; 状态栏应根据升版情况标注, 如竣工版则为CAE状态, PRE为准备状态, CFC为执行状态。

(5) 在施工图纸、文件的封面上或标题栏中相应位置上注明修改后的版本、状态、修订日期以及修改者(绘图者)签字、审查者签字, 并注明所有已采纳的变更文件编号。

(6) 对已在图纸上做相应修改的变更文件, 应在对应清单上的变更文件后加“D”以表示此文件已被修改。

(7) 当与图纸有关的变更性文件无法表达时(变更部分太小, 该图纸上不能表达, 但可在另一张图上表达时), 变更性文件的编号可在升版图纸的标题栏上用括号括起来。

(8) 当一份变更性文件是对原则的改变并与许多图纸相关时, 可将此变更引入有关的部分中。

(9) 如某图纸编号错误(变更单中的差错), 应对受变更文件影响的图纸清单进行纠正。

(10) 对于钢筋文件, 如整套图纸(钢筋图[SD]+钢筋表[MD])已作成升版状态, 则SD和MD的标题栏均应以同样的方法修改(使用相同的变更性文件号、相同日期、相同的版次号)。

(11) 当一个变更不能直接在图纸上表达, 但可在另外的文件(车间制作图、供应商图纸、装配图)上很好说明时, 可将另外的文件附在原图之后, 为避免混淆, 可在两个文件的标题栏上分别注明划x的编号。

(12) 对于不断发展的施工文件(例如技术规范), 一般是在收到变更文件后尽快修订, 文件在工程结束时具有的最新版本, 即确认为竣工版。

8.2.3 传递

升版图经内部审查合格后, 将已修改的图纸清单送交信息中心, 信息中心通过正式渠道提交给业主, 经业主代表进行现场审查给出答复合格后向业主提交。

8.3 土建竣工状态报告、安装竣工状态报告的编制和提交

8.3.1 土建竣工报告、安装竣工状态报告的主要内容

土建竣工报告(ECSR)的主要内容包括: 混凝土工程、堵洞、预应力、防水、安全壳试验、土建试验资料等。

安装竣工状态报告(EESR)的主要内容包括: 碳钢衬里制作及安装、不锈钢衬里制作及安装、主要钢结构制作和安装等。

8.3.2 ECSR和EESR的编码要求

ECSR和EESR的编码按如下规则给出:

PL N XX YYY ZZZ TTTT 04GN

其中: PL为核电厂项目; N为机组号; XX为建筑物或构筑物代号, 按PK-ENG-203编码; YYY为建筑物或构筑物内部细分, 根据需要考虑; ZZZ为移交号; TTTT: 发文者代号。

8.3.3 ECSR和EESR的内容

ECSR和EESR的内容由两部分组成, 即ECSR/EESR描述和ECSR/EESR文件。

ECSR/EESR描述主要包括下述内容: 竣工工程描述、遗留项清单、施工过程综述、“CAE”状态竣工图纸清单、

ETF/QP文件清单、总体合格证书、变更文件和不符合项清单、自行采购的物料及设备的文件清单、QSAR文件等。

ECSR/EESR文件主要包括: 已经业主签署的ECSR/EESR描述、ETF/QP、制造报告、自行采购的物料及设备文档、其他必需的文件。

8.3.4 ECSR和EESR的移交

移交过程按下列流程进行:

提交计划的编制和审查→记录文件的整理和移交→编制ECSR/EESR描述→向业主提交ECSR/EESR申请→ECSR/EESR描述签字→按ECSR/EESR描述整理文件→原件装盒→复印及复印件装盒→制作电子版, 向业主移交和内部归档→最终移交。

9 核清洁施工

根据法国压水堆核电厂的建造标准(RCC-M)的相关要求, 核电厂的土建施工有一个极为特殊的工序, 核清洁施工。其目的在于核电厂运行前通过核清洁施工使核清洁区达到核清洁标准, 给核辐射区和可能存在核辐射风险区域的工作人员提供清洁安全的工作环境。同时限制辐射剂量积聚和限制杂质进入回路中, 避免造成设备功能下降、损害和过多沉积物。

9.1 核清洁的施工范围

核清洁的范围包括核辐射区和可能存在核辐射风险的所有区域。岭澳核电核清洁区域主要包括:

RX(核反应堆厂房)	全部
NX(核辅助厂房)	全部
KX(核燃料厂房)	全部
WX(连接厂房)	全部
ET(停堆用更衣室)	部分
AC(热机修车间和仓库)	全部
QA、QB(废物储存罐)	全部
QT(固体废物长期储存区)	全部
LX(电气厂房)	部分

具体工作内容包括: 对核清洁施工区域内的地面和楼梯、墙面、天花板、天窗、钢结构和钢格栅表面、洞口内表面、设备的支撑架内外侧、设备和仪表外表面等进行灰尘和杂质清洁、污染和油渍清洗、不锈钢氧化皮清除酸洗和钝化以及其他施工残留垃圾的清除等清洁施工。

9.2 核清洁区施工的要求

核清洁区即对所需要进行核清洁的区域的总称。

核清洁区在进行核清洁施工中和通过验收后核清洁维护期间, 需达到如下所述标准。

(1) 有隔离。指该区域内有长期或临时的封闭区或增压封闭区, 该隔离要能很好地防止外界污染并具有满足要求的清洁度。在核清洁区的地板革、塑料布和永久性的门窗都可起到有效隔离的目的。

(2) 专用的工作服。操作人员必须穿着无纽扣和口袋全封闭的白色连衣裤, 必须戴帽子和穿不起毛的干净的鞋或套鞋。参观者或非核清洁施工人员须穿白色连衣裤或工作罩衣及套鞋方可进入。

(3) 空气过滤。增压封闭区的补充空气必须是洁净、干燥和过滤过的空气, 其区域的通风系统必须是已经开始运作, 且通风口送出的空气必须是干净的、过滤过的。

(4) 严禁吸烟、进食、大小便和随地吐痰。

(5) 防尘。隔离区内严格限制机械加工和可能产生灰尘的一切活动,如必须进行这类活动,则要安装收集和排尘系统,并采取有效的临时隔离措施。

(6) 地面应光洁,墙面和天花板面本身的材料应难于产生灰尘。

(7) 应有专人使用吸尘器、抹布等清洁工具对该区进行随时清理。

(8) 必须采取恰当的设备防护措施,以保护设备免受重物下落的撞击。对堆坑等敏感、重要构件,在现场必须有这种设备的防护措施。

(9) 人员进出口应设立警卫,查验证件、保管衣物和鞋套。

9.3 核清洁施工前的准备工作

9.3.1 确定需要进行核清洁的厂房和房间号

并不是每个厂房所有的房间都必须达到Ⅰ级清洁区的标准,需要在每个厂房进行核清洁施工前由业主和设计院根据核污染区的分级等未来核电厂运行期间的具体要求来决定需要进行核清洁施工的厂房和房间号。

9.3.2 编制核清洁施工计划

该计划应根据核电厂的施工目标日,结合核清洁施工所需的时间来进行编制。如在反应堆厂房装料前,与该系统有关的所有区域核清洁应已施工完;在反应堆厂房进行安全壳打压试验前,反应堆厂房的核清洁应已完成;在核燃料进场前,核燃料的储存地应已完成核清洁。同时,该计划应包括在核清洁施工期间对人力资源量的充分估计。

9.3.3 清理土建、安装施工尾项,编制详尽可行的房间移交计划

在核清洁施工前,核清洁区的土建、安装施工尾项应已大部分完成,尤其是那些要进行打磨、钻孔、焊接等有污染的施工尾项,须在核清洁施工前完成。

房间的移交计划应根据核清洁计划和现场实际进行编制,必须详尽可行。施工尾项应结合房间计划一起来统计完成。

9.3.4 清洁剂化学成分鉴定,并报业主审批

在法国压水堆核电厂的建造标准中,规定了清洁剂和包装材料中硫、磷、氯化物等为有害物质。其含量要求如下:

- (1) 氯含量 $<0.25\%$ 。
- (2) 卤素含量为25ppm以下。
- (3) 其他易分解的Cd、Sb、Cu、S、P、Zn、Hg、Sn、Bi、K、Na、As等的物品也严禁接触。

9.3.5 编制施工方案、程序等执行文件

施工方案应是对特定区域施工组织、施工方法和施工技术的详细要求。

9.3.6 提交各项材料采购计划

材料计划应包括:脚手架钢管、跳板、铝合金操作平台、铝合金梯子、洗衣房设备、工作服、吸尘器、白棉布、抹布和清洁剂等。

9.3.7 人员的培训

考虑到核清洁工作的重要性和敏感性,所有参加核清洁施工的人员都必须是已经经过培训的合格人员,培训内容包括:

- (1) 核清洁施工的概念和目的。
- (2) 设备的保护。
- (3) 安全消防知识。
- (4) 现场操作技能。

培训应以课堂学习与现场操作实践相结合,时间不少于16h。培训完成后,参加培训人员必须经过闭卷考试,考试合格者才予以发证上岗。

9.4 核清洁的施工

9.4.1 主要施工顺序

对于一个区域,遵循自上而下、相对独立的原则。

其施工顺序为:对该区域地面、通道进行初步清扫→对门窗、洞口进行封闭、隔离→室内设备检查和临时防护→脚手架搭设→核清洁施工→检查验收→核清洁维护。

9.4.2 清洁剂的使用范围

岭澳核电站现场所使用的清洁剂包括:洗洁精、无磷洗衣粉、高纯度丙酮、高纯度酒精等。洗洁精用于所有油漆面、塑胶面的除油、除垢。无磷洗衣粉用于清洗衣物、抹布及其他消耗性材料。高纯度丙酮用于不锈钢、保温外壳、电梯门等外表的除油、除垢、除胶,严禁用于电缆外表。高纯度酒精用于无油漆覆盖的金属外表的除油。

9.4.3 一般表面的清洁

天棚、墙面、地面等油漆面的清洁:吸尘器吸一遍→湿抹布抹一遍→干抹布抹一遍→干白棉布擦至合格。

设备、管线等有油漆或塑胶覆盖的外表面:吸尘器吸一遍→毛刷刷一遍(细小部位)或湿抹布抹一遍→干抹布抹一遍→干白棉布擦至合格。

对部分狭窄、隐蔽的部位,清洁施工前可先用吹气工具吹出里面的灰尘或杂物后再按常规方法进行清洁。

9.4.4 不锈钢外表面的清洁

9.4.4.1 清洁原则

在核电厂内,不锈钢的管道、设备、水池较多,考虑到不锈钢材料的特殊性,对其进行清洁时应遵循以下原则:

- (1) 不可用任何铁制构件直接接触不锈钢外表。
- (2) 清洁时,所使用的水必须是经过处理的除盐水。
- (3) 只准使用专用的清洁剂,严禁使用任何未经允许的清洁剂清洗不锈钢外表面,岭澳核电站准许使用的不锈钢清洁剂是高纯度丙酮。

9.4.4.2 不锈钢管道、设备部件的清洁

对其表面灰尘、杂物,应用吸尘器吸一遍→普通湿抹布擦一遍→干白棉布擦至合格。

对于不锈钢外表面的水泥浆、油漆等杂物和小面的锈蚀,可先用不锈钢铲刀铲除表面锈斑,再用砂轮机配铝基砂轮片进行打磨,打磨后进行酸洗、钝化处理。

9.4.4.3 不锈钢水池的清洁

(1) 水池底部用吸尘器吸一遍→水池底部湿抹布擦一遍→水池池壁用除盐水冲洗一遍→整个水池湿抹布擦一遍→整个水池干白棉布擦至合格。

(2) 对于不锈钢外表的水泥浆、油漆等杂物和小面的锈蚀,可用不锈钢铲刀铲除,再用砂轮机配铝基砂轮片进行打磨,打磨后进行酸洗、钝化处理。上述操作应在水池进行整体冲洗前进行。

(3) 对于水池底部大面的锈蚀可采用浸泡法处理,但在施工前必须征得业主的允许。施工时先将水池底部进行初步清洁,对于老锈斑外表面可先尽量用不锈钢铲刀铲除,然后加入酸洗液(20%硝酸液浓度)进行整体浸泡,一般浸泡时间为8h,以锈斑与酸液完全反应为标准。浸泡达到要求后,将酸液进行收集,并用除盐水对残液进行冲洗,冲洗后用pH试纸进行检测,pH值为6~8时为合格。上述操作可在水池整体冲洗清洁后进行。

(4) 不锈钢外表面的油污可使用丙酮进行擦拭, 然后用除盐水进行清洗。

9.4.5 电缆槽和电缆线的清洁

对于电缆槽, 已有封盖的电缆槽内的电缆不必进行清洁。只需将电缆槽外表面进行清洁即可。

对于电缆线在清洁前应注意观察其外表是否有破损、橡胶老化、脱线等情况, 如果发现应及时汇报等待处理。在清洁时, 对单根的电缆可用抹布直接擦拭, 对成束电缆如果已经捆扎好, 不必解开捆扎带, 用抹布对其表面和能擦到的缝隙进行清洁即可。对电缆外表面的油污可用抹布蘸洗洁精擦拭, 擦拭完成后, 用拧干的湿抹布擦拭, 最后用干白棉布将电缆擦拭至合格。清洁过程中, 严禁用腻子刀、铁丝等尖锐的物体刮、铲电缆外表, 严禁对电缆进行清洗、浸泡。

9.4.6 电机、通风房等有危险性的设备和区域的清洁

对于这些部位, 在清洁施工前应首先与业主设备管理方取得联系, 申请办理隔离工作票, 并得到在施工期不会启动设备的承诺。在清洁施工前应结合现场实际向清洁施工人员进行技术安全交底, 对设备内部构件, 严禁用铁丝、抹布进行通捣。施工完成后, 应检查抹布等工具是否有遗漏, 并锁好门以防他人进入。

9.4.7 精密设备、仪表的清洁

核电厂内有许多精密设备、仪表, 在进行该部位清洁施工前, 应要求业主组织设备管理方、安装方的专业人员向清洁工人说明设备清洁施工时的注意事项, 并成文之后, 由业主、安装、土建方共同签字。在清洁施工前应结合现场实际向清洁施工人员进行技术安全交底, 采取合适的设备保护措施。清洁施工完成后, 应及时通知业主、安装方来进行检查, 以防留下隐患。

9.4.8 除油

对于核清洁区的油污, 应先确定其是否是保护油和润滑油。对于吊车钢缆、螺栓、设备传动装置等涂有保护油或润滑油的外表, 一般用吸尘器对表面灰尘杂物吸一遍或用干抹布轻擦一下即可。如必须要求清除, 油漆面可用抹布蘸清洁剂进行擦拭, 金属面应使用干白棉布蘸高纯度酒精擦拭。清洁完成后, 必须及时通知业主, 由其安排相关部门重新涂抹或加注油料。

9.4.9 核清洁的维护

核清洁区验收合格后, 该区自动进入核清洁维护状态, 其要求同Ⅰ级工作区要求。维护时间为各厂房每个房间核清洁验收通过起4个月。

在维护期内, 每一数量数量的房间安排2~3人用吸尘器、抹布、水桶等工具按常规方法进行清洁, 保持区域的清洁度。

维护范围包括核清洁区的所有通道、房间地面及人在不借助工具状态下所能触及的设备、管道、墙面等。

9.5 质量保证措施

(1) 核清洁的检查过程和方法如下。

1) 检查过程: 施工人员自检→班长检查→工长、技术员检查→施工方质检员检查→业主检查验收。

2) 检查方法:

一般表面: 用白布擦拭物件表面, 白布表面肉眼观察无污迹, 物件表面无污迹、无施工残留物, 即为合格。

不锈钢外表面: 用白布擦拭物件表面, 白布上肉眼观察无污迹即为合格; 物件表面应无污迹, 无施工残留物, 有疑问的区域还可利用放大镜观察。也可采用喷雾法, 即在表面喷洒滴状蒸馏水, 应形成一连续水膜为合格。

(2) 在核清洁施工过程中, 要求所有人员必须小心谨慎、认真施工, 不能放过任何一个细小环节。

(3) 对施工中发现的土建或安装施工遗留项, 应及时上报, 得到批准后才可进行处理。

(4) 对于构件表面确实无法清除的施工残留物, 可以在经相关负责人批准后采用油漆修补的方法处理。

9.6 安全保证措施

(1) 脚手架施工时的设备保护措施如下:

1) 入场前, 应将钢管、扣件、跳板等施工材料清理干净, 表面无杂质、无油污。钢管两头应缠上布或海绵条。对敏感设备应预先做好临时保护。对大型设备如堆芯采用整体屏蔽保护, 对小型设备一般采用胶合板等材料进行覆盖保护。

2) 在运输钢管的过程中, 要小心谨慎, 轻拿轻放, 严禁钢管或其他含铁工具直接接触设备和不锈钢衬里、管道。钢管存放区应先垫好隔离物, 严禁直接与地面油漆接触。

3) 用铁丝把钢管架和墙上的支架拉连时, 拉结面应用布包裹, 以免破坏油漆。立杆和地面间应有隔板隔开。

4) 施工过程中, 施工人员必须戴好安全帽、手套、安全带等防护用品。钢管、扣件吊运过程中, 一定要设立警戒线, 非施工人员严禁入内。施工中, 严禁抛掷工具。所佩工具如扳手等应用绳子系在手上或皮带上, 以防跌落。

(2) 在核清洁施工过程中, 严格要求工人不准踩踏设备、管道, 不准随意开启、关闭设备, 不准随意移动设备部件, 禁止旋动任何阀门、扳手等。如确实需要使用现场设备, 需通过现场管理人员协调同意后, 才可进行。

(3) 现场施工人员应配备足够的安全防护用品, 包括(但不限于): 安全帽、工作服、安全鞋、防护口罩、防护眼镜、安全手套、安全带等。

(4) 施工中将接触到大量的化学溶液, 在使用这些化学溶液中应防止皮肤直接暴露在外面, 并配备必要的防护手套、防护眼镜等, 尤其要防止化学溶液溅落到眼中。

(5) 酒精、丙醇等均为易燃品, 其存放仓库和现场施工时都要小心谨慎, 防止烟火, 并配备足够的与其化学性能相匹配的灭火器。

(6) 在施工过程中, 所有进入施工现场的机具都必须经过二次包裹, 防止机具破坏设备和结构油漆层。

(7) 进入每一个新的区域都必须先熟悉环境, 辨别该区的危险因素, 并及时采取相应措施。

(8) 在施工现场, 将使用大量的电器设备, 在使用过程中应防止发生触电漏电事故。严禁将插座、电缆直接放在地面或悬挂在金属构件上。

(9) 现场需使用大量的清洁用水, 所有水的使用必须用专用的容器盛放, 使用完后的污水必须倒入指定的排水口。

第5章 核电厂核岛系统的安装施工

1 概况

核电厂按其功能可分为核岛(NI)、常规岛(CI)、核电厂配套设施(BOP)三大部分。核发电机组所选用的堆型、功率、参数、规范标准以及建造模式等方面的不同,使得核岛安装施工的工程量、安装工艺、采用的规范标准以及工程组织管理模式等方面亦各有不同。本章所叙述的内容主要参照了岭澳核电站核岛安装施工的实际情况,同时亦参照和吸取了国内其他大型核电厂核岛施工的经验。

1.1 核岛安装工程量

(1) 核岛厂房包括核反应堆厂房(RX)、核燃料厂房(KX)、核辅助厂房(NX)、核连接厂房(WX)、电气厂房(LX)、柴油发电机厂房(DX)、水泵站(PX)、停堆用更衣室(ET)和废物辅助厂房(QS)等共9个厂房,总计1627个房间,分别分布在1号机组、2号机组以及1号、2号机组共用(该区域用“9”来表示)3个区域。

(2) 核岛安装工程按各专业可分为以下10个工作包:EM1——大型吊装设备吊装;EM2——主回路及主设备安装;EM3——辅助设备安装;EM4——辅助管道安装;EM5——采暖通风空调;EM6——保温预制和安装;EM7——现场预制罐安装;EM8——电气安装;EM9——仪表安装;EM10——负载小于40t的吊运设备安装。

(3) 主要实物工程量见表3.5-1。

表 3.5-1 主要实物工程量

序号	专业	单位	数量
1	管道支架安装	t	1580
2	工艺管道安装	m	129 500
3	电缆敷设	m	1 245 000
4	仪表管道安装	m	33 292
5	机械设备安装	台	1294
6	通风管道安装	m ²	36 966
7	保温	m ²	31 200
8	管道支架预制	t	1450
9	辅助管道预制	m	71 750

(4) 各专业点数分布情况见表3.5-2。

表 3.5-2 各专业点数分布情况

区域	工作分项	总点数
1+2+9	EM1	40 000
	EM2	162 000
	EM3	127 179
	EM4	2 692 763
	EM5	295 160
	EM6	303 636
	EM7	55 449
	EM8	1 914 831
	EM9	272 032
	EM10	128 646
	合计	5 991 696

点是指一个法国熟练工人在其本国现有机械施工条件下,1h所完成的工程量。用点来表示工程量,比其他定额来计算安装工期要简单和准确得多。例如R20区域,管道安装工程量为23 370点。按每人每月工作172h,点效率1.5工时/点计算,由1个班组20名生产工人施工,则工期为 $23\,370 \times 0.8 \div (172 \times 20 \div 1.5) = 8.1$ 个月(式中0.8系数是扣除水压试验15%和文件工作5%)。

(5) 以1号机组为例,核岛安装工期要求如图3.5-1所示。

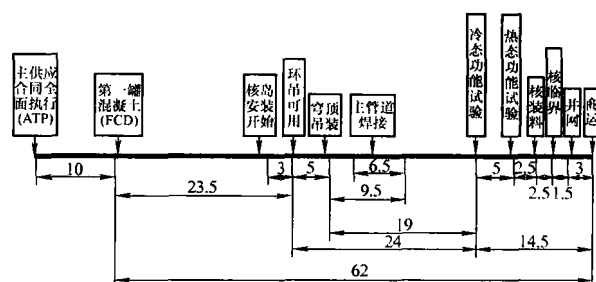


图 3.5-1 1号机组安装工期要求

如图所示,1号机组主要安装工期以环吊可用为起点,冷态功能试验(CFT)为结束点,共约24个月;2号机组在1号机组的基础上后延8个月。

1.2 核岛安装工程的施工特点

(1) 技术含量高,严格按照核电厂建造的各项法规和技术标准。

(2) 质保要求严格,按照国家核安全法规 HAF003 及相关导则要求建立完善的质量保证体系,以及执行国家核安全法规 HA0400 核国际原子能机构法规 IAEA50—C—QA。

(3) 施工工艺复杂,系统繁多,施工逻辑顺序要求严格,各工种交叉作业量大。

(4) 厂房结构和布置紧凑,施工空间狭小,施工难度大。

(5) 安装与土建、调试配合密切,分布面广,内外接口众多复杂。

(6) 工程量大,施工周期长,从签订合同、开始安装准备工作到调试期间安装配合结束约62个月。

(7) 核岛安装所用物项种类繁多,跟踪难度大。

(8) 文件资料数量庞大,涉及众多机电安装工作包和部门,文件准备周期长,发行过程程序多,对下游制约多。

(9) 人力资源需求种类多,管理人员数量大,工程的人力动员难度大,耗资大。

2 施工组织,人力动员

2.1 组织建设

组织优化是项目施工管理的基础,也是企业各项专业管理的出发点和立足点。在总结经验的基础上,施工现场设立了精干高效的组织机构(见图3.5-2)。该机构的最大特点是

与国际工程管理惯例接轨,既减少了接口,又便于理顺关系。

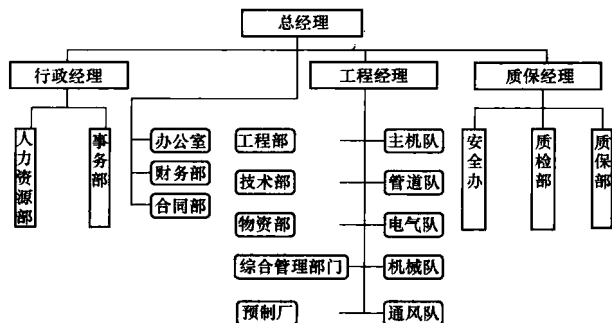


图 3.5-2 核岛安装工程组织机构

2.2 人力动员曲线

人力资源是工程施工中十分重要的一项资源。结合核岛安装工程的实际需要,对人力动员计划、实际操作措施、人员的工作效率、人力来源先后进行了多次全面的分析研究,且在实施中进行调整和完善。

具体做法:

(1) 总量控制。由人力资源部会同有关部门根据合同计划、施工组织设计,把握施工生产的内在规律,精心地编制整个工程不同阶段的人力动员计划,避免造成现场人力过量闲置和窝工。

(2) 由各生产单位和管理部门根据施工和管理的需要,提前3个月提出人力动员计划。

(3) 由人力资源部汇总并按月报请总经理部批准。

(4) 由人力资源部协商调配,以确保生产骨干队伍的素质和优化。

同时为了落实业主“工程前期超动员”的要求,公司按照实际需要人力的月份提前2个多月进行人员进场,并准备了300~500人的预备人员,在工程需要时,可立即到达施工现场。

从预制开工(ATP+25)到2号机组商运(ATP+80)为止的56个月时间里,人力动员人月总数为113 550人/月,其中职员为31 119人/月,工人为82 431人/月;平均投入人力为2028人/月,其中职员为556人/月,工人为1472人/月。

2.3 人员培训管理

培训工作是人力资源管理的一个重要组成部分,它是提高员工的知识与技能水平、促进其胜任岗位工作的一个重要途径。为了保证参建人员清晰地了解核岛建造规则,熟练地掌握安装技术标准和质量要求,尽快适应工作环境和工作步骤,减少失误,提高全体施工人员的质量保证意识、安全意识和工作责任心,公司建立了职工培训制度,由技术部培训室全面负责管理工程施工人员的培训。对于参与核岛施工的所有职工必须经过培训、考核合格后方能上岗。

3 工程管理

3.1 工程进度控制与管理

3.1.1 建立完善的计划管理体系

为进行有效的计划管理及进度控制,核岛安装工程采用P3软件作为主导工具,遵循“以实现总体安装计划为目标,

控制关键路径为主干,滚动计划为链条,以适时对计划执行的全过程实行有效控制,确保最终实现总体目标计划”的动态的六级进度计划管理模式,使计划管理覆盖到工程管理的各个领域,实施工程的动态、实时跟踪,确保了工程工期,为工程的顺利进行奠定基础。

(1) 计划体系。首先建立了完善的计划体系,使核岛安装工程在不同的阶段,对于不同的部门均有不同层次的计划来控制各级进度,在不同时期编制了:前期准备工作计划;核岛安装三级进度计划;核岛安装四级进度计划(母版);核岛安装6个月滚动计划(SMRS);核岛安装五级进度计划(3个月滚动计划);核岛安装六级施工作业计划(双周计划);核岛安装系统完工计划(S.C.S);核岛安装房间完工计划(R.C.S);核岛安装尾项清理及跟踪计划(RECT);特殊项目的专项进度计划。

各级计划所包含的内容如下:

1) 一级进度计划:是在工程初期阶段确定的总体工程进度,它规定了工程总的目标及其关键日期,由业主编制。

2) 二级进度计划:是协调设计、制造、土建、安装和调试工作的进度计划。由业主编制,主要用于设计、供应同现场施工、安装和调试启动的协调和接口控制,是制定安装合同计划(三级进度计划)的依据。

3) 三级进度计划:是核岛安装工程合同进度计划,包括的主要内容有:核岛安装重大里程碑和关键日期;土建区域、房间的交付使用日期;现场设计活动(涉及EM4、EM5、EM8、EM9等工作包);预制活动(涉及EM4~EM9等工作包);EM3辅助设备在土建第一阶段的引入;安装活动(包括EM1~EMP10工作包的所有安装活动);主要部件安装活动(包括防甩支架、电气和机械贯穿件等安装活动);各区域内相关的主要系统安装完工状态报告(EESR)的提交日期;单体调试活动。

4) 四级进度计划母版:是在三级计划的基础上进一步进行活动分解,根据施工厂房、区域、标高层、房间以及与电厂有关各功能系统,将厂房或区域内主要安装工作分解为一系列详细的安装活动,是编制6个月滚动计划、系统完工计划(SCS)、点进度计划的基础文件。

5) 6个月滚动计划(SMRS):四级计划的表现形式之一,以四级计划母版为基础编制而成的,作为生产阶段安装进度的工作计划。它是计划动态控制的基础文件,也是指导公司各施工队编制施工计划的基础文件,反映了各个工种各工序间的衔接关系及接口活动和主要的工程信息。6个月滚动计划根据施工厂房、区域、标高层、房间以及与电厂有关的各系统,将厂房或区域内主要安装工作分解为一系列详细的安装活动,同时它还给出了各工作包各分项活动的累计进度报告和预测各类型活动的文件交付进度。它以6个月为滚动期,每月滚动1次,其中第1月反映过去施工阶段的累计工程进度,第2、3月为执行月,第4~6月为预测月,对将来月份的安装活动和各类先决条件进行预测。

其包括的主要内容有:主要合同日期(包括中间日期、目标日期、关键里程碑);组成四级计划的说明、图例、目录等基本组成部分;土建区域、房间交付计划;主要上游工作文件的交付计划;主要设备预计装船日期或现场交货日期;各工作包的现场设计活动;各类预制活动,如管道、支架、风管等;各类安装活动:按各工作包划分;EM4工作包符合性检查计划,回路水压试验计划;各项活动的资源信息:实物量、点数、机械台班等;各系统的制造完工报告(EMR)、制造完工合格证(EMC)、移交证书(HOC)提

交计划；系统安装完工状态报告（EESR）A版、B版移交计划；调试活动；完成信息：截止数据日期完成的该项活动的累计进度百分比。

6) 系统完工计划（S.C. S计划）：在第1份EESR提交前6个月或EM4工作包总进度达到50%时开始编制，该计划包括每个系统（分系统）的主要活动项目和相关信息（包括EMR/EMC的提交日期、管道水压试验计划、系统EESR A版、B版目标日期等项目），供相关人员对其进行跟踪管理。包括的主要内容有：各系统涉及的工作包的安装进展信息；EM4回路水压试验活动；各系统、EMR、EMC、HOC的目标日期及实际完成日期；EESR A版、EESR B和最终版的预期和实际交付日期等。

7) 五级进度计划（月计划）：由施工队/厂、部门根据工程部发布的6个月滚动计划（SMRS），参照所掌握的最新的工程信息，将本月应完成的工作内容作更进一步地细化、分解而编制的各工作包施工计划；月计划应该包括所有的信息，并满足关键里程碑的要求；月计划体现着本月内施工活动的工作重点和应达到的计划指标，每月发布1次，并反映未来3个月工作活动内容，即3个月滚动计划，考虑的主要因素有：土建交付情况（区域、标高或房间）；工作文件（图纸、典型质量计划（TQP）、任务单等）接收情况；设备、物项到货情况；安装工作进展状况（包括预制）；人力、资源供应情况；设计变更情况等。

8) 六级进度计划（周计划）：由各施工队/厂编制发布的周施工作业计划，根据现场实际情况编制，是月计划的分解和细化，将月计划中的主要内容分解到周，并补充最新的工程信息，分发给各班组用以指导现场施工，是施工班组的执行计划，每周发布1次，并反映未来两周工作活动内容，即双周滚动计划，可以随着主客观条件的变化，及时得到调整及完善从而提高计划的准确性，它是作为工程量统计和班组考核的依据；周计划按各工作包的特点及深度要求编制，包含工程量和待完成点数信息。

9) 前期准备工作计划：对所有准备工作如技术准备、人力动员、生产/生活临建、培训、组织机构、计划、合同、质量保证等全部纳入到工程计划中进行跟踪管理，并适时进行评估。

10) 尾项清理及跟踪计划（RECT）：主要用来清理和完成安装和收尾工作中遗留下的尾项和甩项工作，通过消灭达到满足调试进度要求，用计算机进行管理。

11) 专项进度计划：主要是特殊项目或内外协调、接口复杂的项目进度计划。

以上所述构成了核岛安装工程进度计划体系的主要部分，其层次网络如图3.5-3所示。

(2) 计划管理体系。计划管理是一个庞大的系统工程，它不仅需要有一个健全的组织机构，而且还需要赋予其相应的职责。其总体指导思想是：总经理对合同进度计划（三级进度计划）负责；工程经理对四级进度计划负责；各施工队/厂经理对五、六级进度计划负责；下级必须服从上级的统一协调和指挥，上级对下级进行业务指导和监督，并通过生产活动实现各自的目标，最终保证总目标的实现。

各级领导在计划控制中的主要责任，三级进度计划的修改和执行，以及四、五、六级进度计划的编制、修改和执行必须按照相应的文件程序进行，并在文件程序中明确各部门（总经理部、工程部和各专业部门）在各级计划管理和进度控制中的职责与权限。

公司计划管理责任体系如图3.5-4所示。

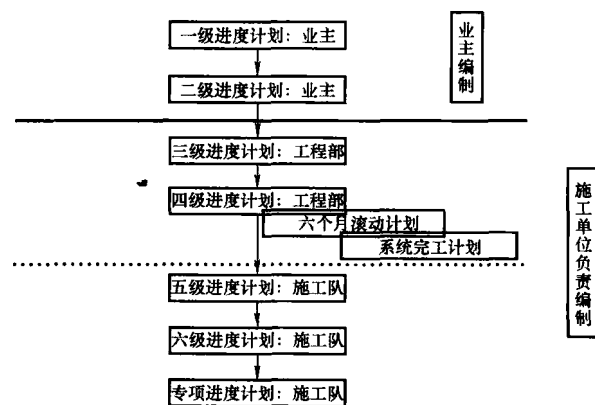


图 3.5-3 核岛安装计划层次网络

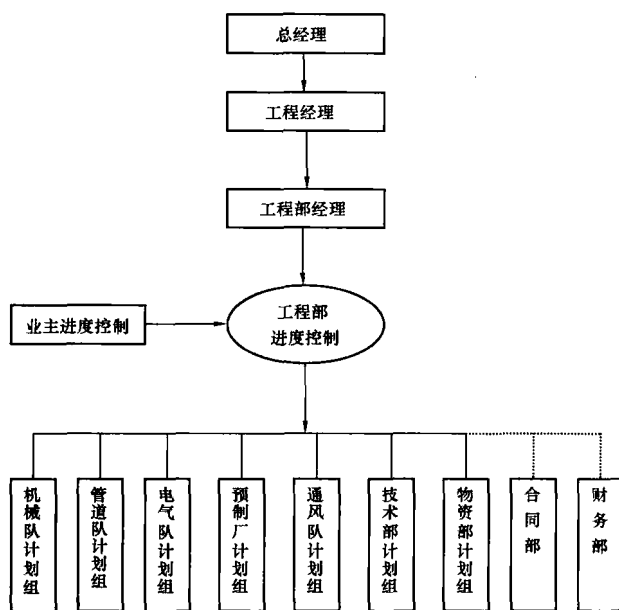


图 3.5-4 核岛安装工程计划管理体系

3.1.2 计划进度控制体系所采用的技术和理论

在计划准备、跟踪、分析和平衡中，采用了国际流行的先进计算机应用软件，使进度控制工作技术化；应用丰富的理论基础做指导，使公司的计划管理工作有别于一般的计划管理，如网络计划技术、先进的工程管理方法、综合资源技术分析、项目的动态跟踪和评估技术、管理软件P3的应用等。

(1) 计算机信息技术在进度管理中的应用。建立庞大的计算机信息管理网络，各工作包和主要管理部门针对不同的工作内容建立了相应的进度管理模块，从而使计划统计工作和信息反馈基本实现了全计算机化。

将P3软件作为计划与进度控制的主导工具，并采用了综合资源技术——“点”做资源，实现了不同种类不同活动的统一量化标准和进度考核。

设计特有的活动编码技术，使不同工作包的不同类活动，不同工作类型（如供应、采购、设计、安装、运输、测量等）都有惟一编码，使每一个活动的责任人、范围、量、地理位置、系统属性等清晰明了，使计划的筛选、归类、分析、评估、下达等快速准确，效果良好，实现了广义网络技术要求，使计划编制的深度、详细程度、百分百跟踪都有极大程度的提高。如公司的6个月滚动计划活动数达到了40 000多条，实现了重点项目、重点区域、关键路径等的及

时跟踪;实现了滚动活动与目标计划的比较,每个版次更新时进行对比,实现了真正意义上的动态跟踪。

(2) 建立核岛安装工程计划管理模式。根据核岛安装的特点,建立主工程和子工程结构,子工程达67个,几乎包含了工程项目的各个方面,如合同里程碑、上游文件交付计划、上游物项供应计划、土建房间交付、现场设计活动、调试系统接口文件包(ESP)编制计划、预制/安装活动、水压试验图纸准备、符合性检查、水压试验、制造完工报告(EMR)准备、安装完工状态报告(EESR)目标日期等。

建立细致的计划单元,包含工程项目管理的各个最小单元;工程项目跟踪数据来源约70项,大量数据来源于相关管理软件,如管道安装、电气安装管理软件等,9个机电安装工作包均有相应计算机管理软件支持。

考虑到核岛安装工程的复杂性,建立完善的数据库结构,包括机组、厂房、标高、区域、房间、职责、系统、功能标识号、EMR/C提交、EESR A/B版及最终版的移交等,可以将每个活动详细分类,结合独特的活动编码可以按需要进行任何形式的组织,可以过滤所需项目的资源等。

将业主的整个建厂里程碑、核岛安装重大里程碑(15个)、工作包里程碑(500个)、EESR里程碑(462个)、临建工程(16个)以及土建区域/房间交付里程碑、业主的主要供应里程碑等都纳入到公司的核心计划中,织成了一张由各类里程碑和关键日期织成的网络图,使得整个项目的进度控制目标明确、责任清晰、接口协调管理有章可循,对内对外接口条理清晰,取得了良好的效果。

(3) “点系统”的应用。以法国的“点”系统为参照,施工单位建立了先进的核岛安装工程量“点”系统。

1) “点”的产生。“点”源于法国核电,由于其代表了标准工作状况下1个人1h完成的工作量,从而避免了各种各样的实物量统计、分析带来的麻烦,将实物量按一定的规律转换成数字,即形成每一单位实物安装量对应的点数,例如:

1台小于1t的泵为90点,而大于1t小于3t为泵重乘90点。

1m中压电缆敷设0.55点,1个低压电缆终端头端接活动4点,1个箱盒安装8点。

1kg大于2in(1in=2.54cm)的不锈钢管道2.7点,而碳钢管道2点等。

2) “点系统”在核岛安装项目上的应用。综合资源技术的应用——将“点”作为综合资源,即包含了人力、费用、资源等,可用于工程的计划、统计、跟踪、分析。

用于人力动员,按效率及工作时间可得出每月公司的人力动员计划。

用于进度分析,各工作包均用点数做基础,有利于比较、分析。

用于月进度(分析)报告的编制,包括效率、人力动员、目标等。

用于财务现金流量的预测——根据各工作包总价和点值,按照月度计划点数很容易得出每月预计的现金流量和工程款。

用于业主报表的送审。每月由相关配套软件打印出各工作包完成情况明细,结合点数报告,业主很容易对工程进度进行审核和工程款批复,在大型项目上比较适用。

用于点预计进度曲线的编制,即核岛安装工程每月需完成的点数计划。

有利于扩大计算机的应用范围,便于计算机管理,提高效率。

3) “点系统”的优点。能严格控制工程进度,及时反映出工程的进展情况,使“点”指标来反映工程进度更准确。

便于对各施工队、各施工班组进行考核,比较确切地反映劳动效率。

有利于“工程发票”的支付。每月完成的“点”数乘以相应的发票单价(元/点)即可向业主进行当月工程进度款的申报,克服了使用“施工图预算”进行申报和支付的缺点,从而简化了“工程发票”的编制工作、节省了时间,大大提高了工作效率。同时,使用“点”进行工程结算可使工程款的支付进度与施工进度保持同步。

由于已将全部施工活动的信息和工程量通过“点”评估系统转化成核岛安装各机电包的“点数据库”,使所有活动、数据资料全部都可通过一个统一的数据单元——“点”表现出来,从而大大提高了计算机的运算速度,提高了应用的深度和广度。

3.1.3 核岛安装工程的统计工作

统计工作是大型项目信息反馈工作的基础,为了使核岛安装进度控制与国际先进管理模式接轨,在核岛安装统计工作上进行了大量创新与改进,使统计工作跃上新台阶。

核岛安装统计工作特点:公司对实物量、工作量和综合资源(点)进行了综合统计对比,使报出的报表满足了不同部门的需要;报表的原始数据均是按照相关程序要求由施工班组填报的“班长日报”提供,然后按规定输入计算机,并且按程序自动转化为点数;在报表类型上,有周报、月报、年报、系统完工周报(详细报告系统完工情况)、月进度分析报告、点进度月报、发票报表、里程碑报表等;在月进度分析报告方面,详细从供应、效率、人力动员、工机具等对进度产生影响的方面来综合分析,对各施工队/厂以及管理部门存在的问题提出意见和建议,供决策层参考,使统计工作对内对外都有很大程度的提高;统计工作基本实现了计算机化,主要数据都有相关计算机软件提供原始数据,对整个项目的进度评估和管理起到积极作用。

3.2 工程协调及系统管理

工程协调是以确保核岛安装工程总目标按期实现为目的,依据各级施工计划和工程具体的施工特点、规律及各专业的施工工艺要求,统筹安排各工作包之间的施工逻辑次序,妥善解决安装承包商内部各部门、各队之间的内部接口关系,管理和协调与分包商之间的接口关系,协调与业主、设计、供货、土建和其他承包商之间的外部接口关系,实现核岛安装施工的连续性和均衡性。

工程协调贯穿于核岛安装工程施工活动的全过程,在实际工作过程中,按其工作性质或时间段可分为施工准备阶段、区域施工阶段、系统完工阶段和调试服务阶段4个部分。其主要接口关系见图3.5-6。

3.2.1 工程协调体系

核岛安装工程的协调管理体系是由业主工程部、公司总经理部、公司工程部、公司各施工队和各部门4个层次构成,如图3.5-6所示。

业主工程部作为整个工程协调体系中的最高管理层,具有协调管理、监督和指导的职能,并在整个核电厂的协调体系中处于核心地位;公司总经理部在核岛安装工程协调体系中,具有双重的职能与身份,对业主工程部有反馈重大问题,提出总体建议,共同参与协调和管理的职能,对内部则

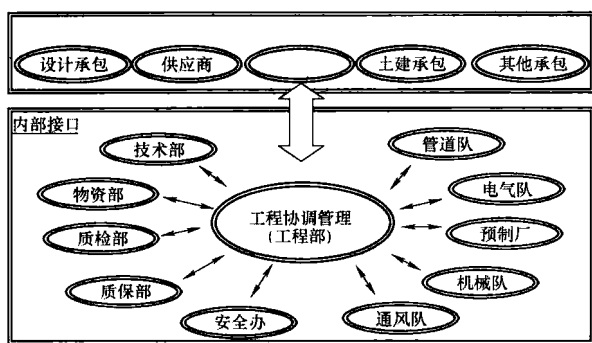


图 3.5-5 工程协调接口关系

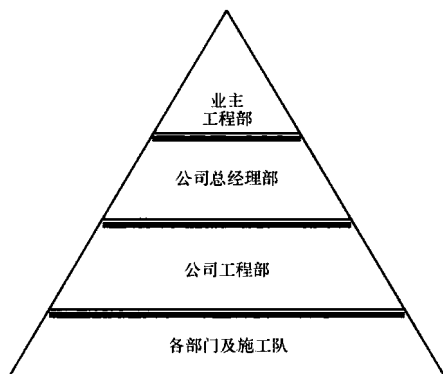


图 3.5-6 核岛安装工程协调层次

具有发布工作指令，参与协调管理以及监督和指导的职能；工程部作为协调管理的具体执行机构，接受总经理部的协调、管理、监督和指导，同时，又直接负责各施工队、各部门的协调管理，在核岛安装协调体系中处于核心地位；各施工队/各部门作为施工工作的实施单位，接受上述各层的协调管理。

核岛安装工程协调体系将工程协调的各层次贯穿起来，形成一个联动的统一整体，使整个施工活动处于有效的控制之中，是实现核岛安装工程控制目标的根本保证。

3.2.2 工程协调组织与方法

工程协调是一个系统全面的工作，依据施工中相关的各上游信息，综合考虑各影响因素，在综合分析的基础上，进行总体的安排与协调，进而达到工程施工的最佳合理状态。

3.2.2.1 工程协调依据

核岛安装工程所编制的各级进度计划及相关资料；土建接口图和钢结构安装布置图；各安装工作包施工图纸及相关资料；业主发布的工作指令或有关的会议纪要；相关的各类程序、文件；前期建造的核电厂的经验反馈、相关文件及资料；施工现场的具体实际情况。

3.2.2.2 工程协调的原则

为施工队创造良好的先决条件，及时解决施工过程中出现的问题；以施工现场具体状况为基础进行协调管理；工程协调在满足工程进度目标的同时，还需满足质量、成本和安全等管理目标；随着工程的进展，根据不同施工阶段的特点不断对工程协调管理进行调整、更新和完善。

3.2.2.3 工程协调管理的方法与手段

工程协调管理工作的方法多种多样，根据接口对象的不同可以分为公司内部协调和外部协调两部分。

(1) 公司内部协调。

1) 日常协调及进度跟踪——是指针对各职能部门和施

工队在工作中遇到的常规问题进行协调与管理，并对其进行进度跟踪，其主要针对于在现场协调可以解决的问题，不需要召开协调会议。

2) 日常协调会议——日常协调会议根据实际需要召开，在不同的施工阶段有不同类型协调会议。

3) 工程专题协调会——由工程部组织召开，各相关部门及相关流程负责人参加，针对各施工队施工过程中的某专题，包括各种的疑难问题进行协调。

4) 工程周例会——工程周例会由工程经理主持召开，各职能部门、各施工队及各流程管理负责人参加，对本周施工进度进展状况、施工中存在的问题，以及为完成下周工作所需协调解决的问题，均需在周例会上加以协调解决。

(2) 外部协调。

1) 日常协调——针对施工过程中遇到的常规问题进行沟通与协调，此类协调工作不需要召开协调会，而以电话或信件等形式协调解决。

2) 周协调会——由业主主持召开。公司工程经理及工程部有关人员参加，针对本周安装工作中对进度有影响的问题，以及对下周施工进度有影响的问题，向业主提出并要求加以协调和解决。

3) 专题协调会——针对施工过程中的重大问题或涉及多方接口的问题，由业主持召开专题协调会进行协调解决。

4) 月度协调会——由业主主持召开。公司工程经理及工程部有关人员参加，针对项目部在施工中对本月进度有重大影响的问题，提请业主进行协调和解决。

3.2.2.4 施工准备阶段的协调管理

施工准备阶段，是整个核岛安装工作的最初阶段。包括临建工作的开展、预制厂的如期投产、技术准备工作的开展等，关系到整个核岛安装工程的开工与进度。

在此期间协调管理的主要工作包括：生产、生活临建工作的规划、报批及实施，临建工作的施工协调、临建工程的竣工验收等；相关各车间内设备安装、调试以及车间验收评价等的技术工作协调和施工协调；正式工程开工前，机械加工及临时预制管理；与工程相关的技术准备工作；编制和建立工程协调相关的程序和数据库系统；编制房间移交状态手册；配合土建预埋及设备前期引入等。

3.2.2.5 施工阶段的协调管理

施工阶段的协调管理，是指从房间移交到 EMR/EMC 的发布这一阶段的协调管理活动，是整个协调工作的重点，也是协调工作的难点。

这期间的协调工作主要有下述内容：编制房间移交状态手册和房间需求计划；业主、安装及土建施工单位参加的房间移交，包括房间交付状态的文件准备、房间交付计划准备、参加土建房间移交的检查；协调核岛各施工区域向业主或其他承包商的临时性移交和回收；协调与土建的各种接口；根据《核岛安装四级施工进度计划》、《核岛安装 6 个月滚动计划》及五级和六级进度计划，对各专业总体布置图及其他有关图纸实地核查，确定各区域或房间各阶段的先后作业顺序，并向工程部进度控制室反馈相关信息；核查五级进度计划实际进展情况；跟踪及核查各施工队的工程进展情况，并向工程部进度控制室反馈相关信息；跟踪协调现场变更申请报告（FCR）、不符合项报告（NCR）的发布及执行；施工阶段的日常协调管理；协调各施工队在各施工区域的施工作业以及与分包商的接口；管理和协调现场公用设备、设施的使用；建立测量网络，协调和管理测量工作；工程维护

及场地管理；协调分包商及工程服务采购管理；机加工及预制管理。

3.2.2.6 系统完工阶段的协调管理

系统完工阶段是指调试系统接口文件包（ESP）的编制、EMR/EMC、HOC 发布到 EESR B 版签字的整个系统管理过程。由于核岛安装工程的交工是按各功能（子）系统来进行的，因此在各厂房、区域及房间施工到一定阶段时，需要转向以系统为基准的系统施工阶段。

ESP 主要是用以确定（子）系统调试回路的定义、机械边界、各机电工作包的工作范围以及尾项的预留等，是确定水压试验流程图的基准文件，同时也是各工作包施工的参考文件。

EMR/EMC、HOC 是各分工作制造、安装完工的证明文件，包括了施工过程中所有的工作内容以及质量证明文件，是 EESR 系统的主要组成部分。除作尾项的以外，子系统所包含的所有 EMR/EMC、HOC 均完成后，才能进行 EESR 的实体发布。

EESR B 版的发布，标志着该子系统已全面进入最后的交工和调试阶段。

在整个系统完工阶段，协调管理的工作主要包括以下内容：就调试回路的定义、边界等与业主调试队沟通与协调；确定子系统包含的工作内容及尾项；发布 ESP 文件，并就各部门相关的问题（如果有）进行收集、分析、反馈和调整；就 EMR/EMC、HOC 的发布与各施工队进行协调；组织各施工队及相关的职能部门在 EESR B 版前、后的现场联检，管理和协调各部门的尾项消缺工作；发布 EESR A 版和 B 版通知，并对相应的 EESR 进行审核。

3.2.2.7 EESR 后的协调管理

在 EESR B 版签字后，安装承包商的活动主要是根据业主调试的相关要求，对以前产生的尾项的清除。

3.3 技术管理

技术管理的目的是为所有施工活动准备必需的适用文件、物项，为所有施工活动过程中所产生的澄清问题申请单给出合理答复、所产生的不符合项报告提供技术建议，为所有施工活动过程中所产生的记录文件进行汇编。

技术管理的主要环节有现场设计、物项控制、工作文件清单的编制、EESR 的编制、文件管理等，其中前 2 项最为关键。

3.3.1 现场设计

（1）现场设计的目的和方法。核岛安装工程设计共分为三个阶段：初步设计、基础设计（类似国内技术设计）和详细设计（类似国内施工图设计）。其中核岛设计单位承担了初步设计和基础设计两阶段的全部设计任务，安装单位承担了部分详细设计任务即现场设计。

现场设计阶段是在基础设计的基础上进一步完善和细化管道、电缆托盘、电气设备、通风风管、电气仪表、钢结构、吊装设备、机械设备等平面布置图，并经过应力计算确定管道支吊架的类型和固定方式等，绘制出适应预制与安装的施工图纸。现场设计流程如图 3.5-7 所示。

（2）现场设计的范围。现场施工图设计主要涉及核岛辅助管道、电气和过程仪表 3 个部分。

核岛辅助管道设计内容包括：7038 张小管（ $\phi \leq 2''$ ）等轴图；14 469 张小管（ $\phi \leq 2''$ ）支架图；358 张总等轴图和支架图；650 张试压流程图；61 份临时特殊部件制作图（临时过滤器、漏斗、集水箱等）。



图 3.5-7 现场设计流程

电气设计内容包括：287 份主电缆托盘布置图支架清单；345 张次电缆托盘布置图详细设计；167 张照明系统布置图详细设计；105 张通信系统布置图详细设计；106 张火警探测布置图详细设计；287 张电气孔调封堵图；2 份托盘防火保护清单。

核岛仪表设计内容包括：3610 张传感器和仪表管安装图；150 张核取样系统等轴图；21 份核取样系统试压流程图。

（3）现场施工图设计特点。现场施工图的特点是：标准、规范、信息化，为施工队/厂提供的信息全面，直观，使用简便方便。下面以传感器和仪表管安装图为例予以阐述。

现场施工图提供的信息包括：仪表管接口信息（取源管线、初阀标志、初阀标高、管道与仪表施工范围划分、连接方式等）；仪表管安装信息（仪表管路径、穿楼/墙板、孔洞标志、管材、管件、试验压力）；仪表框架定位信息（仪表框架位置、标高、房间号）；安装标准信息（传感器类型、供货商、传感器及仪表管安装标准、仪表框架预制安装标准）；安装物项信息（元部件标准号、数量、物项特性描述）。

施工图设计标准、规范、信息化。规范化——所有传感器和仪表管安装都有相应的传感器标准和框架标准（如有框架），安装所使用的物项（管材、管件、支架、螺丝、垫片等）也都有相应的标准与之对应。标准化——该施工图一经发布，即为施工的惟一合法文件，无论是队/厂施工，物项管理，质量控制还是技术管理，都以此为准则，安装活动管理规范有序。信息化——由于大量规范齐全标准的采用，为物项和标准的 6 位数信息化编码提供了可能，有利于计算机的信息化管理和资源共享，避免了重复劳动，加快了信息流通速度，从而提高了经济效益。

（4）现场施工图状态的过程控制。核岛安装工程包括：预制、安装、试验和系统交工四大阶段，各阶段施工的条件和特点不一样，工程管理和技术控制方式也有所区别，为了对现场阶段性施工实施有效控制，及时地将现场实际情况融合于设计图纸之中，采取及时更新或升版图纸状态的方法记录，以确保设计的适用性和完整性。图纸升版过程为：预制状态（VFP）→安装状态（VFC）→试压状态（VFT）→竣工状态（CAE）。

（5）现场设计修改。

1) 设计修改的目的。由于土建设计和施工的变化，各工种间施工公差的影响以及上游设计缺陷，导致施工图与现场实际情况不符。根据现场实际情况，在核岛设计单位的授权范围内进行设计修改，以满足现场的安装条件。

2) 设计修改授权。设计修改授权是核岛设计单位对施工单位进行现场施工图设计修改采取的技术监控措施,它包含设计范围授权和设计人员授权两个方面的内容。

设计范围授权:核岛设计单位以程序形式,明确规定施工单位承包商的设计修改范围,超出授权范围以外的修改,施工单位无权决定最终的修改方案,只能给出技术建议,报核岛设计单位批准后执行。

设计人员授权:现场所有的修改文件和施工文件,只能由核岛设计单位授权的人员批准,才能生效。授权实行逐级负责制,即上级技术负责人自动拥有其负责的下级技术负责人的授权,可以代替其负责的下级技术负责人批准相关的修改文件和施工文件。现场技术负责人必须获得设计单位的授权(自主化确认),才能在其自主化岗位上履行技术管理职能。

设计单位给施工单位设计范围的授权包括3种类型:

类型1:施工单位有权直接进行修改,无需报告设计单位。

此类型授权主要包括:现场安装公差范围调整,与核安全无关的安装方式和安装位置调整;修改内容属随机性,设计不可预见也无法避免,对以后设计指导意义不大。

类型2:施工单位有权直接进行修改,但修改结果需报设计单位备案。

此类型授权主要指:现场修改不会影响核安全,且对其他工种接口影响不大,但属设计失误引起,修改对以后有借鉴意义。

类型3:在设计受限区域(Design Restricted Area)范围内,施工单位无权决定最终的修改方案,只能给出修改技术建议,报设计单位审批后,方可执行。

此类型授权主要指:现场修改与核安全和运行维护有关,或对后续工作有影响,或对其他工种接口有较大影响部分。

3) 设计修改准则。为确保工程的设计和安装质量,现场设计修改必须遵循以下准则:

不弱化设计,新的设计方案不能比原设计方案弱,否则要采取其他的强化措施(如增加加强梁/板等);高材质物项代替低材质物项(如固定支架不能修改为滑动支架);节工减料;顾全大局,不能影响其他专业接口。

(6) 应力计算。

1) 应力计算的目的。应力计算是论证当设备承受与各类工况有关的载荷组合时,设备不会受到某种损坏。现场设计应力计算工作是对小管道及支架设计的验证和对现场修改方案的验证,及时地提出修改或优化方案。实际上,在工程中扩展到影响应力分布变化的各类设备的现场设计和修改中。

应力计算作为详细设计的核心技术部分,在整个设计活动中起着至关重要的作用,现场设计部分的应力计算由施工单位进行。结合实际情况,通过应力分析,提出可行性建议方案,供设计单位审定,有效避免了反复修改,减少了设计与施工之间的流通环节,大大节省了工期。

2) 应力产生的原因:地震应力、热膨胀应力、自重及其他机械载荷引起的应力。

3) 应力计算方法和流程。应力计算是以计算机为载体,以SYSPipe软件为工具,计算管道、支架设备在各种工况状态下的应力及应力组合,并确认其最大值满足压水堆核电厂建造标准(RCC-M)要求。

3.3.2 物项控制

所有安装于核岛内的物项其种类繁多、数量巨大,且制造周期长(尤其是大型核级承压设备,如反应堆压力容器、蒸汽发生器等)。这就要求物项管理加强预测的力度和科学性,解决好安装工程进度与物项供应的矛盾,以便对现场的物项问题(尤其是潜在的短缺问题)做到早预测、早处理,以避免现场出现停工待料,严重影响进度的事件。

据统计核岛供应商需发布订单548次,发布运输文件3993份,物项装箱记录高达160000条,所供物项设备约28000台,散装物项6286种(其中管道物项有2600多种,电气物项有2000多种,仪表物项有1500多种)。仅用于预制的物项就有管道近1000t,支架物项2000多t。保证这些物项正确、有序地发放和使用,避免误用和错用物项引起质量事故,这对于保证核电厂的安全稳定运行也十分重要。

根据上游供货合同,物项的供货量是有明确规定的,整个工程的总供货量为总设计量 $\times(1+\text{供货系数})$,不同的物项,供货系数不同。比如对于直径小于等于2英寸的管件,其供货系数为7%,对于直径大于2英寸的管道其供货系数为3.5%,对于直径大于6英寸的管件没有供货系数。

采用信息化管理体系,将来自设计商的不同时期的设计数据按专业、按标准部件的从属关系量纳入到数据库,同时结合工程进度计划(P3数据)、物项到货、库存信息、在途信息,对核岛的27334台/套设备、仪表,6286种大宗物项进行跟踪分析预测,对任何的干扰因素(计划调整、设计变更、物料质量、数量不符、现场丢失、损坏等),均可作出快速响应。

(1) 首先将安装活动所需物项进行总体分类建立数据表。

(2) 图纸—部件清单的建立。

对核岛安装工程涉及大宗物项的安装活动进行全面的分类,每一项安装活动的控制单元由若干张设计图纸构成,而每张图纸又由具体部件/零件组成。

图纸—安装标准清单到物项汇总表是一个非常精确的计算过程,其中标准安装部件的从属关系量表的数量关系及零件的配套选用是由安装标准文件定义的,对这种安装标准的任何修改都是可跟踪的,都要经过逐级审查批准,这样就解决了物项需求量计算方法的统一问题、计算结果的可逆向查询问题,便于分清责任。

对于其他各专业工作包的物项清单(如大宗物项安装活动—控制单元说明表所述)都是可逆向查询且有效管理的,这里不再复述。物项清单的建立、跟踪管理解决了物料预计需求量的问题,但现场物项的消耗是随时间持续进行的,需引入与工程计划有关的数据接口,以解决物料需求时间问题。

(3) 与工程计划有关的数据接口。工程计划定义了每个区域或系统的开工时间、完工时间,而按图制作的物项清单也都有其所属的区域或系统信息,这样就可以利用数据库的关系查询技术,将每个按图制作的物项清单赋予计划的最早开工日期(ES)、实际开工时间(AS)、实际完工时间(AF)。

每种物项汇总的需求曲线,从而构成每种物料开工的需求量,实际开工日期的需求量以及完成日期的拟计划量。

(4) 与物项到货量信息、在途量信息的接口。安装单位定期得到了核岛供应商的物项定单信息、物项出厂信

息、物项装船信息 (FOB) 以及到货接收信息 (SDD)。这样对每种物项又可得到 3 条物料在途曲线和 1 条物料到货量曲线。

从曲线的时差可以得到(对同一批货):

到货时间(SDD)－发货时间(FOB)=运输周期

发货时间(FOB)－出厂时间(Ex-work)=出厂后包装交运周期

出厂时间(Ex-work)－定单时间(Ordered)=制造周期

这些周期构成了采购活动必要的总周期。

当开工需求量曲线出现与到货量 SDD 曲线交叉的可能时,就有可能在未来出现短缺,这时应及时查看出厂量(Ex-work)曲线;如果 Ex-work 量不能满足,就再查定货曲线;如果数量还不能满足,就应提请核岛供应商及时下订单。

3.4 焊接管理

3.4.1 焊接技术管理流程

确保核岛安装工程焊接质量,实施对焊接过程进行全面技术管理是保障核电厂安全、可靠运行的关键要素之一。焊接技术管理流程详如图 3.5-8 所示。

3.4.2 焊接钢材和焊接标准

(1) 焊接的主要钢材分类见表 3.5-3。

表 3.5-3 焊接的主要钢材分类

类别	钢 号	最小规定抗拉强度 (MPa)
碳钢和低合金钢	18MnD5	600
	A52	510
	S355JR, S355JO, S355J2G3	490
碳钢和低合金钢	A105, 20Mn5M	485
	TU48C, A48AP, A48CM, A48CP	470
	A106GRB, A234WPB	415
	TU42C, TUE250B, A42AP, A42CP	410
	TU37C, TUE250B	360
超低碳不锈钢	Z2CN1810, 304L	490
	Z2CND1712, 316L	490

(2) 标准清单。

1) RCC-M: 法国《压水堆核岛机械设备设计和建造规则》RCC—MS 篇, 焊接, 1993 年版。

2) EET DC 0012: 机械设备的焊接, 核岛供应商技术标准。

3) EET DC 0014: 机械设备采购、制造、检验和试验, 核岛供应商技术标准。

4) NFA 88111: 焊工和焊接操作工的考核, 法国国家标准。

(3) 标准适用范围见表 3.5-4。

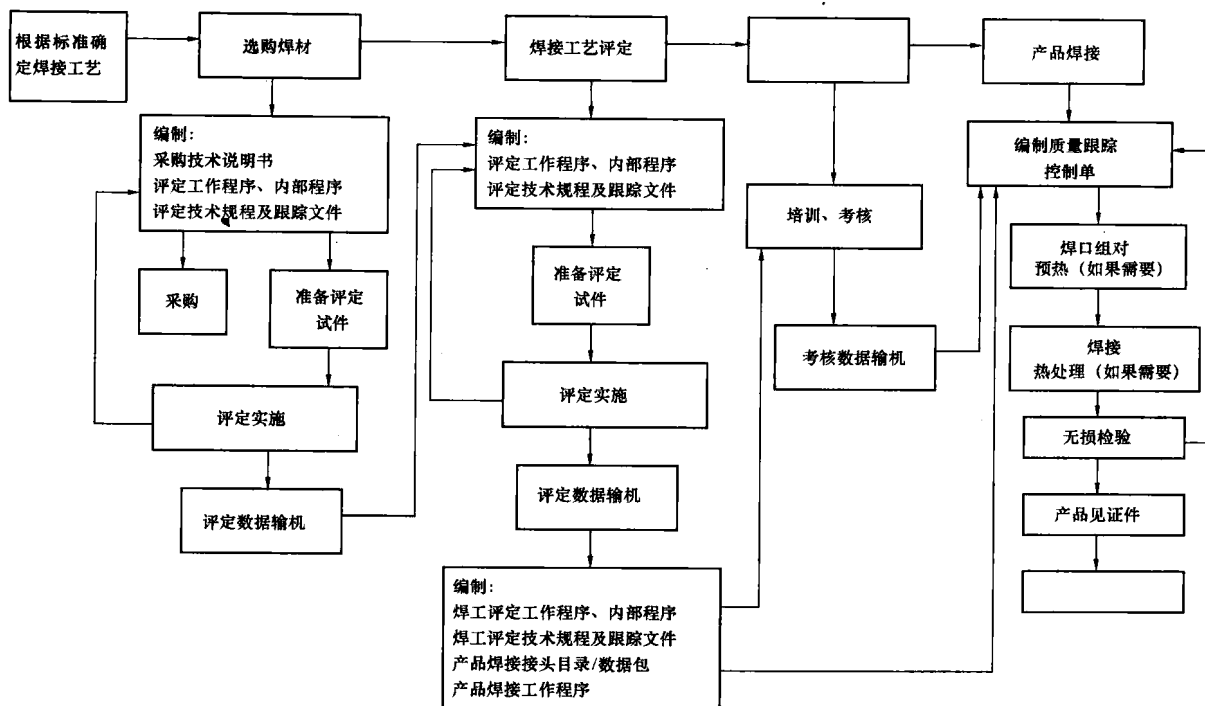


图 3.5-8 焊接技术管理流程

表 3.5-4

标准适用范围

用途	RCC-M1、2、3 级设备和管道	RCC-M S1、S2 级支架	RCC-M J2、J3 级贮罐	无级设备、管道、罐、支架
焊材采购和验收	RCC-M S2000 章	RCC-M H 篇	RCC-M H 篇	EET DC 0012
焊接工艺评定	RCC-M S3000 章	RCC-M H 篇	RCC-M H 篇	EET DC 0012
焊工考核	RCC-M S4000 章	NFA 88-111	NFA 88-111	NFA 88-111
现场焊接	RCC-M S7000 章	RCC-M H 篇	RCC-M J 篇	EET DC 0014
无损检验	RCC-M S7000 章	RCC-M H 篇	RCC-M J 篇	EET DC 0014
产品见证件	RCC-M S7000 章	不要求	RCC-M J 篇	不要求

3.4.3 焊接文件的编制

焊接文件是指导和管理工程焊接的纲领和准则,它覆盖了现场所有的焊接活动。通过编制合理的程序文件来实现科学的管理,从而正确地贯彻执行相应的标准、规范、规程和各项技术要求,运用先进的施工技术和切实可行的管理措施,准确地将项目施工组织设计的要求贯彻到整个焊接生产过程中去。

焊接文件主要包括内部程序、工作程序(含焊接数据包、焊接接头目录、焊接技术规程/报告等几大类)、质量跟踪文件、采购技术说明书。

(1) 内部程序是描述参与焊接活动的各部门和/或个人的工作范围及其职责。

(2) 工作程序主要描述的是某一焊接活动的实施方法。焊接数据包(用于管道焊接)和焊接接头目录(用于管道以外的其他设备)汇集了现场某一设备或某一部件焊接操作所需要的全部基本信息,它根据焊接工艺评定的结果和图纸编制。

焊接数据包和焊接接头目录是经过焊接工艺评定后,依据工艺评定最终报告有关参数条件制定的,是产品焊接过程中的技术文件,是指导焊工从事产品焊接的依据。现场每一类型的焊接,必须依据其中规定的焊接方法、焊接位置、焊接工艺参数、焊接填充材料等工艺要求进行操作,以保证得到符合规定的质量要求的焊接接头。它是克服焊接过程随意性、严格贯彻工艺质量要求的重要手段,是提高焊接工程质量的可靠保证。

(3) 质量跟踪文件。在初始阶段是按照相关活动发生的先后顺序列出所有的操作步骤;在跟踪阶段随着上述各项操作的实施,由操作者来完成质量跟踪文件的执行,包括填写所使用的规程、程序、标准及它们相应的版本,以及由于各项检验和试验所得到的报告的编号;在最终阶段,完成的质量跟踪文件成为制造完工报告的一部分。焊接活动中涉及的质量跟踪文件有:质量计划、质量控制单和任务单。

(4) 采购技术说明书。主要是描述对要采购的物项的供应商的技术要求。编制采购技术说明书的前提首先是确定要采购的物项,其次是根据公司质保手册及技术标准要求进行编制,例如焊接填充材料的采购技术说明书具体规定了现场所用的各种焊接填充材料的化学成分和它的力学性能。

以上程序基本上覆盖了整个焊接施工管理过程,从焊工培训、焊接工艺评定、焊材采购及管理、现场施工控制、质量检验及跟踪记录等方方面面规范了焊接活动,工作程序及质量跟踪文件在施工过程中已得到了不断地修改和完善,其可靠性、目的性、使用性已得到确认。

3.4.4 焊接填充材料的采购及验收

焊接填充材料是现场焊缝的永久性消耗材料,它直接影响着焊接接头的物理性能和化学性能,焊接填充材料的采购和验收与焊接工艺评定和焊工考核一样属于质保受控活动。

在焊接填充材料采购之前,技术部焊接组首先要根据核岛母材的特点和选用的焊接方法,确定对焊接填充材料的技术要求,然后编制采购技术说明书及相关文件。物资部根据采购技术说明书的要求,寻找和推荐潜在供应商。质保部和技术部分别按照质量保证大纲的要求,对潜在供应商进行质保评价和技术评价。为了确保选择的供应商提供的焊接填充材料满足现场焊接要求,在技术评价的过程中,要向供应商索要样品,由公司培训室模拟焊接工艺评定的形式对其机械性能、化学性能、操作性能以及对各种焊接位置的适应能力进行验证。质保评价和技术评价通过后,项目公司初步选定

合格供应商,然后编制供应商评价报告提交业主批准。只有经过业主批准认可的供应商,才能成为核岛安装的合格供应商。

为确保采购的焊材符合采购技术说明书的要求,所有采购到货的材料必须对照采购技术说明书的要求进行验收检查。而对于焊接填充材料(焊条、焊丝)还要进行验收试验。每一批焊条、焊丝到货后由技术部制定验收试验大纲(质量计划)进行验收试验,试验合格后,编制合格焊材清单并发送至物资部及施工队,物资部根据程序的要求对已验收合格的焊材进行储存、保管。

焊接填充材料验收试验合格的实芯焊丝的有效期是无限的;药皮焊条和药芯丝焊的有效期是两年。焊接填充材料有效期的延期,是根据现场产品见证件的结果,或重新进行焊材验收试验合格后确定。

3.4.5 焊接工艺评定的管理

所有焊接工艺在现场使用之前,必须按照程序要求进行评定。焊接工艺评定必须是在满足下列先决条件下方可进行:焊材已验收试验合格;母材必须是合格的;焊工必须是有经验的;检验人员(包括目检和无损检验)必须是有资格的;焊接设备必须处于完好状态且电流表已检定合格在有效期内。

对已评定的合格的焊接工艺,如在现场使用中,下述任一条件改变了,如设备、环境;母材:牌号、形状和尺寸(厚度);焊接方法;焊接填充材料和保护气体;焊接位置和方向;接头形式;工艺参数;热处理等都需要重新作焊接工艺评定。

(1) 焊接工艺评定的实施。焊接工艺评定以钢材焊接性能试验为基础,并在产品焊接之前完成。焊接工艺评定应按下列程序进行:编制焊接工艺评定技术规程;按照技术规程进行组织实施;质量监督部门监督施焊,及试件和试样的检验、试验等工作;评定试样送检工作,汇总评定检验结果,提出焊接工艺评定报告;评定报告经批准后,成为指导焊接生产的依据。

(2) 焊接工艺评定涉及的焊接方法。共制作焊接工艺评定154份,涉及如下焊接方法:

1) 手工钨极氩弧焊(TIG)——主要应用于现场安装和管道预制。

2) 手工电弧焊(SMAW)——主要应用于现场安装和管道预制。

3) CO₂ 实芯焊丝半自动焊(MAG)——主要应用于支架及风管预制。

4) CO₂ 药芯焊丝半自动焊(FCAW)——主要应用于支架预制。

采用 SMAW 或 FCAW 的焊接方法,焊缝背面药皮在许多情况下无法清除,为了保证设备或管道内部的清洁度,现场所有的穿透性焊缝都采用了 TIG 或 MAG 焊打底。

(3) 焊接工艺评定技术规程。焊接工艺评定技术规程主要内容包括:焊接工艺数据单,焊接试验报告,破坏性试样截取图,破坏性试验试验报告,等效范围页,修改及结论页。

焊接工艺评定技术规程是所有焊接活动的基础,在初始阶段,技术规程作为作业指示书,在最终阶段作为报告。

(4) 焊接工艺评定的有效期。焊接工艺评定的有效期,是从评定颁发日期算起,对1级部件为2年,对其他部件为3年。对于产品焊缝的补焊评定,有效期可以加倍。延期的起始日期是从车间最后一次采用这种工艺的日期算起,可将

评定的有效期延长相同的期限。

3.4.6 产品焊接的质量控制

在产品焊接过程中,从两个方面进行控制,一个是支架焊接过程的控制,另一个则是管道焊缝焊接过程的控制。

对于支架焊接的控制较为简单,仅是对支架的组对尺寸和焊接过程中的焊接顺序及焊接变形等焊接质量进行控制。这主要通过检查人员在现场焊接过程的随机抽检和支架焊接完成后的检查来确定焊接是否符合质量要求。质量跟踪文件使用任务单。

管道焊缝焊接的控制是根据每一条焊缝的焊接控制单来进行跟踪的;在施工前,通过计算机管理系统打印出要施焊的焊缝焊接控制单,控制单上显示了焊缝的详细信息,主要内容包括适用的质量计划号、等轴图号、焊缝号(预制以A×××、安装以M×××表示)、焊接工艺评定号、使用焊接填充材料信息、焊工信息(包括焊工代号、焊接位置、资格证号)、施工操作顺序、焊接检查和射线检验的信息等;因此,当该焊缝在进行焊接操作时,严格按相应的控制步骤进行控制,控制单上的操作步骤完成后,再将检验结果输入计算机,以便查询和统计。

3.4.7 焊接产品见证件的管理

为验证有级焊缝的现场焊接质量,并且按技术标准的要求,在施焊期间,针对对接焊缝的工艺评定,从现场使用之日起两个月后做第1个产品见证件,以后每隔6个月重复1次,直到现场不再使用该工艺评定为止。做产品见证件的试件、焊材、焊工、焊接工艺参数及设备等均与现场实施条件一致。其质量跟踪及检验内容与工艺评定相同,由产品见证件质量计划控制。在整个焊接过程中,必须保证见证件的焊接是在检查和监督人员的严格监督下进行。从开始焊接之日起两个月内终结报告,若出现不合格结果,分析原因,写出鉴定报告。终结的产品焊缝见证件报告及其质量计划,将作为完工资料保存。

由于施工现场同时有不同的焊接工艺在进行焊接,为保证施工现场产品见证件能够按照规范、标准和程序的要求进行制作,需要对于现场焊接采用的工艺评定进行跟踪,公司使用了计算机管理系统及时对施工现场采用的工艺评定进行了跟踪,使产品见证件的制作能够按照要求及时地进行,保证现场工艺评定的使用和产品的质量。

3.5 核岛安装工程信息化应用

在借鉴国内外同类型核电建设经验的基础上并结合项目的具体特点,核电安装公司开发、应用了一套与国际工程管理接轨的信息化系统,通过建立基础数据库并不断地采集工程信息,将工程管理程序和施工工艺流程转化为计算机程序逻辑,使工程的质量、进度和成本始终处于有效控制状态。

核岛安装工程信息化应用于以下方面:①工程计划与进度控制;②采购管理与物项控制;③现场设计;④图纸文件管理;⑤安装施工管理;⑥质量控制;⑦成本控制与财务管理;⑧行政管理。

3.5.1 应用流程及模型

计算机辅助工程管理系统流程通过工程计划与控制软件、各机电专业工作包计算机辅助管理软件、文件管理软件、物项管理软件、工程保留项管理软件、设计软件等有机的结合,实现数据共享与交换;各个机电专业工作包的点数计算和实物工程量,均来源于各个专业最基础、最原始的实物工程量数据,并对数据采集输入统一进行管理。岭澳核电

站核岛安装工程所包含的项目和内容复杂、数据信息非常多,如果没有目前这套计算机辅助工程管理系统,仅靠人工操作无论如何也无法达到和满足岭澳核岛安装工程管理的要求。图3.5-9信息化应用流程、图3.5-10信息化应用设计模块和图3.5-11数据采集分别显示了信息化应用流程、信息化应用设计模块和数据采集流程。

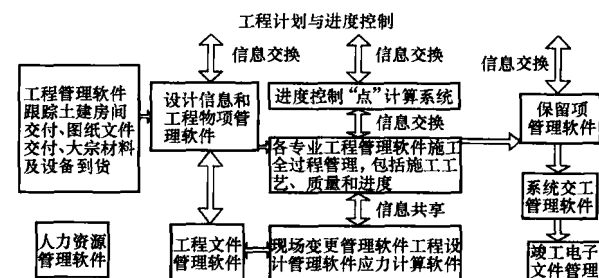


图 3.5-9 信息化应用流程

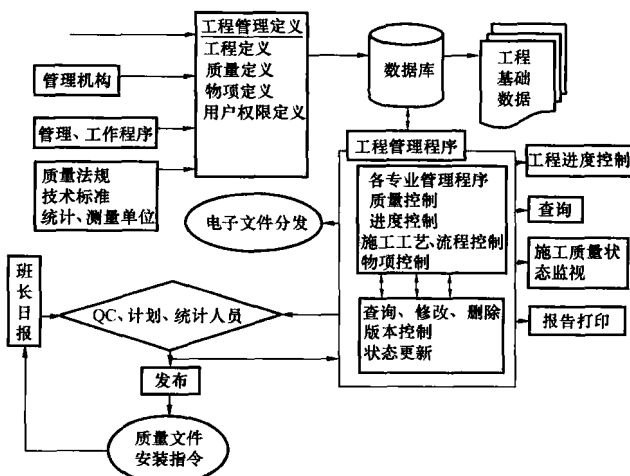


图 3.5-10 信息化应用设计模块

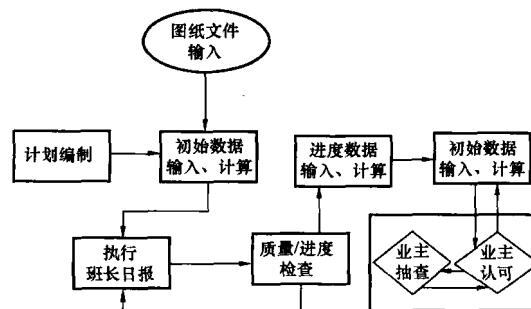


图 3.5-11 数据采集流程

3.5.2 工程信息化应用

(1) 工程计划管理、进度控制中的应用。核岛安装工程初步分解为近10万条子项,包括核岛165个区域,1627个房间的交付安装以及返移交,1294台设备、1580t支架、129500m管道、1245000m电缆、36966m²通风管、31200m²保温等的到货、现场设计、预制、安装以及与之相对应的上游设计、图纸文件的交付使用,工程数据量庞大,与上游设计、设备、材料供应商,土建施工承包商以及下游调试单位的接口众多,而上游设计、设备、材料均由国外供应,采购周期长,进一步增加了管理难度。

为进行有效的计划管理及进度控制,建立了六级计划体系,应用目前国际通行的工程项目管理软件,并采用代表工程量综合指标——“点”来作为工程计划与进展的量化指

标,建立了一整套完善的“点”系统,为工程计划的编制、人力动员、进度分析、工效分析乃至工程进度款的支付提供了一个统一的计量单位和一种全新的管理模式。

利用三级计划管理施工上游的土建、供应,下游的调试系统及房间/厂房移交等外部接口,利用四级计划控制包括内部接口在内的40770项活动,并实施六个月滚动。五、六级计划为实施和执行计划,故至少在各项活动的前3个月就可以对所有先决条件进行落实,对各计划目标的实现进行控制。对任何一个施工房间,或任何一个专业,或任何一个移交的调试系统,可以通过计划管理及进度控制软件系统清楚地掌握此项目所涉及的安装子项进展情况以及存在的问题。并通过计划管理及进度控制软件系统计算、管理计划关键路径,形成以“关键路径—里程碑—关键日期—系统/房间/厂房完工日期”为主干逻辑,对计划“制定→执行→跟踪→反馈→调整→执行”进行动态管理的工程计划信息应用系统。通过进度控制“点”计算系统,把采集的所有工程信息(特别是全部的施工活动)统一量化并进入计算机系统,通过与计划信息的相互交换,形成及时、准确、科学、完善的工程进度报告与控制体系。

(2) 工程物项管理中的应用。工程物项的信息化管理主要体现在计划性、物流性和可追溯性,即对任一物项,可通过计算机软件掌握其设计、定货、制造、运输、到货、安装等的计划信息、进展信息和物流信息,而且任何物项信息通过计算机软件都具有追溯性。核电工程应用由物项设计信息模块、物项采购监造运输信息模块和现场仓贮发放管理模块三大部分进行管理。

物项设计信息模块是最根本的应用软件和数据库,它的基本信息来自每一张设计完成的图纸上的物项清单。该物项清单反映该张图纸上涉及的所有物项的编号(每一具体的物项被赋予一个惟一的编号)、名称、规格、数量、设计级别等信息。以此信息为基础的物项设计信息模块可以汇总出某一安装区域所有图纸上同一编号物项的数量,更扩大为一个厂房、一个核岛,以及整个工程某一编号物项的需求量。

物项采购监造运输信息模块主要用来管理物项的装箱、运输、交货信息。

现场仓储发放管理模块作为现场物项管理软件,可以直接从物项设计信息模块、物项采购监造运输信息模块中转移数据。其中从物项设计信息模块中转移物项编号和物项清单。从物项采购监造运输信息模块中转移板条箱清单、装箱单、备用设备清单等信息。使用现场仓贮发放管理模块对物项进行预留(创建、修改或取消预留),管理物项的发放、退库、控制最小库存等,且对物项的消耗计算和预测进行管理。物项预留是指根据工作文件清单,对清单中所涉及的图纸的物项需求量进行确认和生效,然后在现场仓贮发放管理模块中指定要发放的物项的物项编号、数量、批号、相对应的图纸等,据此编制物项领用单,交给施工队/厂,由施工队/厂持物项领用单到物资部领料。物项一旦在现场仓贮发放管理模块中被预留,除非预留取消,否则这些物项就只能用在指定的图纸上,不会被二次预留。

(3) 现场设计中的应用。以工程计划为依据,查询工程文件系统作出设计准备。然后依据上游文件,安排详细设计,制作适用工作文件清单,编制工作文件,安排物项材料预留。为下游安装准备条件。将信息录入工程设计数据库和工程安装管理数据库。活动过程中,如有工程文件改版,将信息反馈到信息数据库。应用流程见图3.5-16。

在系统交工阶段,充分利用文件管理数据库系统、工程

安装管理系统和工程尾项和完工管理系统,检索各项工程信息,编制完工报告和竣工资料。详细管理过程见工程设计管理介绍和工程物项管理介绍以及工程管理介绍章节。

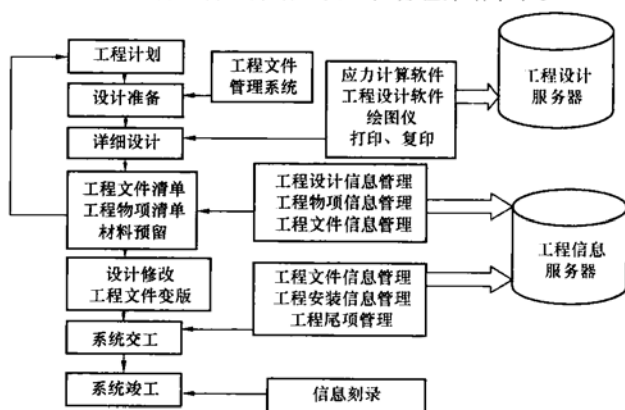


图 3.5-12 现场设计中的应用

(4) 文件管理中的应用。工程文件管理系统,建立在安装公司实体文档管理体系的基础上,将工程文档资料信息扫描输入工程文件管理系统,方便公司各级查询借阅;同时,建立分发管理体系,及时掌握和确保相关工程文件发送到相关部门和人员,见图3.5-13。

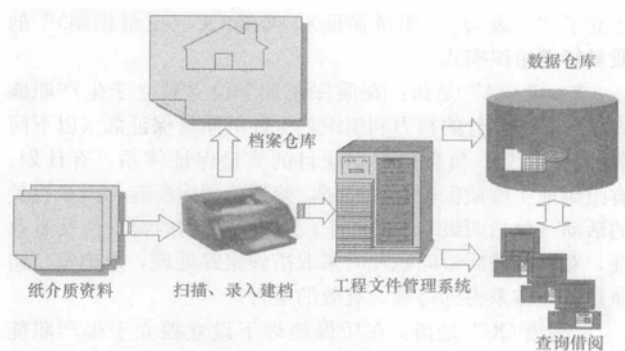


图 3.5-13 文件管理中的应用

(5) 安装施工管理中的应用。为了更准确、有效地管理整个安装过程,安装单位开发管道、电气、机械、通风、保温、仪表以及工程保留项等各方面的软件。下面以管道施工管理软件为例简要介绍工程施工管理软件。应用模块见图3.5-14 安装施工管理中的应用。

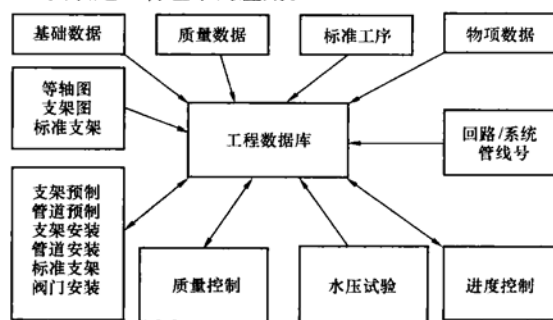


图 3.5-14 安装施工管理中的应用

管道的安装质量决定于焊工的焊接水平以及如何对焊缝进行有效性检查。由于不可能对每一个焊缝进行无损探伤试验,该软件采用了有效的抽样检测方法,并通过计算机进行智能化管理。在满足焊缝的分批抽检法则的前提下,使用一种最好的分批方法和计算机分批程序,不仅满足焊接质量要求,且及时评估新焊工的焊接合格率,又避免了焊缝分批等

待而对后续工作的影响。

通过信息网络系统,对焊工及其资格进行管理,对所完成的焊缝的相关信息输入及符合性检验,进行自动的 RT 射线分批和抽样工作,焊缝的 RT 射线检验信息的管理,有关信息的查询及相关报表和文件的生成、打印。

(6) 成本控制、财务管理中的应用。通过建立“材料采购与领用统计”、“现金收支”、“成本费用”、“财务报告分析”四大数据库动态管理系统,并按照资金流动方向和成本费用支出项目完成核岛安装工程的所有资金运用和费用支出的数据收集、分析、预测工作,实现资金动态管理和费用支出统计的信息化管理,在财务分析和预测工作方面积累历史数据。

(7) 行政管理中的应用。高效、安全、稳定的内部办公自动化网络系统的建立以及电子邮件的使用,为大量的通知、会议记录、报告、备忘录等行政管理中的文件电子化应用创造了条件,基本实现了无纸化办公,这样,在提供准确、迅速和有效的信息服务的同时,也提高了工程管理水平、办公效率和办公质量。

3.6 质量管理

3.6.1 质量管理组织结构

为了加强质量管理,公司建立了一套严密的组织体系,建立了“一级 QA (质量保证),两级 QC (质量控制)”的质量管理组织模式。

“一级 QA”是指:在质保经理下设立独立于生产职能之外的具有充分的权力和组织独立性的质量保证部(以下简称“QA 部”)。负责建立本项目的质量保证体系,有计划、有组织地实施质保监察、监督,验证公司内所有与质量有关的活动(包括两级 QC 的工作)与质保大纲的符合性及有效性,对发现的质量问题及时采取措施跟踪处理,以确保公司质量管理体系得到持续、有效的运行。

“两级 QC”是指:在质保经理下设立独立于生产职能之外的质量检查部(以下简称“QC 部”或 QC2)和在施工队/厂设立一级 QC 组织(以下简称“QC1”)。QC2 代表公司对经 QC1 验收合格的产品(半成品、成品)进行最终的验收检查,并行使质量否决权。

质量管理组织机构和内部质量管理网络如图 3.5-15 和图 3.5-16 所示。

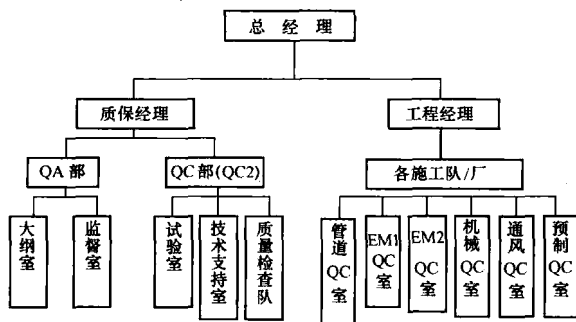


图 3.5-15 质量管理组织机构

QC1 作为施工队/厂下设的独立的一级质量控制机构,业务上接受 QC 部的指导。其主要职责是,在班组自检合格的基础上,执行对产品(半成品、成品)质量 100% 的检查验收。施工队/厂设置 QC 组织,强化了“自检”这一职能,有利于及早发现施工过程中的问题,并及早解决。同时,也简化了接口关系,提高了工作效率,进一步明确了施工队/厂经理对质量所负有的责任。

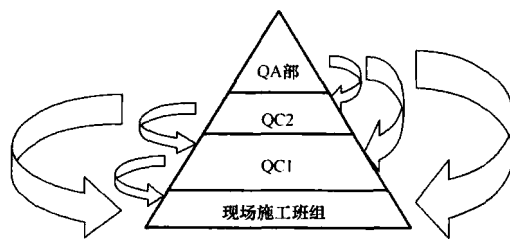


图 3.5-16 内部质量管理网络示意

QC2 代表公司对施工队/厂施工活动和实体质量实施检查,同时对 QC1 活动进行验证。

QA 部负责对 QC1、QC2 的工作有效性和施工班组质量活动进行质保监督/监察。

3.6.2 质量管理人员的配备、培训及资格考核

质量管理人员配备数量占到施工总人数的 10% 以上,达到 376 人。选调了数十名工程技术人员从事质量监督/监察、检查工作,有效地保证了质量管理人员的专业化水平。大中专毕业生占质量管理人员总数的 30% 以上。由于较好地解决了质量管理队伍的年龄结构和知识结构的问题,从整体上提高了质量管理人员的素质。

所有质保监察/监督人员, QC1、QC2 检查人员均须按专门的资格评定程序的要求,参加各种理论培训、考试和实际工作考核(见习期至少半年),合格后由质保经理批准颁发资格证书,且只能从事其资格授权范围内的工作。QA 部、QC 部对资格的有效性定期进行评价和跟踪管理,在资格有效期内,如严重违反质保程序或其他不符合要求的,将随时取消其资格。

3.6.3 文件体系

(1) 质量管理体系文件。按照国际原子能机构(IAEA)颁发的《核动力厂安全方面的质量保证实施法规》(50-C-QA)及其有关导则和国家核安全局颁发的《核电厂质量保证安全规定》(HAF003)及其有关导则、合同要求并结合 ISO 9000 质量管理标准建立了适用于核岛预制、安装及调试服务的一整套的质量管理体系文件。

它们包括:《质量保证大纲》1 份;作为手册的补充和支持的大纲程序 23 份;部门管理程序 110 份;内、外部接口程序 20 份;工程计划、统计、协调等工程程序 69 份;施工操作和检查技术准则的工作程序 1123 份;各类指示书 260 份;各类主质量跟踪文件 319 份;各类专用质量跟踪文件 34 250 份。

在体系运作过程中,及时进行文件评审,并修改随着各项工作的不断深入而暴露出来的书面程序与实际的不适应以及组织机构的调整和职责变化而引起的各种程序的不适用。

使用了大量的质量跟踪文件(质量计划:用于质保 1、2 级,工作计划:用于质保 3 级,任务单:用于质保无级)。根据安装物项不同的质保级别和质量要求,对所有的预制、安装及调试服务物项进行质量跟踪控制。跟踪文件中注明了预制安装依据的技术文件号或施工图号、施工作业的操作步骤及负责执行操作的组织、应进行的检查和试验操作步骤,每项操作适用的技术文件号、内外部组织的放行点以及要发布的报告等。跟踪文件执行完成后,由 QC1、QC2 和业主共同对跟踪文件进行书面审核,审核合格后方可签字关闭跟踪文件,关闭后的跟踪文件作为竣工文件的一部分,进入交工文件,从而确保了所有与质量有关的活动处于受控状态下。

(2) 交工文件。根据核岛安装工程的不同阶段,分别编

制：制造完工报告/制造完工证书（以下简称 EMR/EMC）和安装完工状态报告（以下简称 EESR）。工程实体交工的同时提交质量记录文件，从而做到凡事有据可查。所有与质量有关的活动，工作完成后均有证据来证明其质量是符合要求的。

整个核岛安装工程各机电工作包（以下简称 EM 包）编制的 EMR/EMC 数量如下：EM1 包 6 份，EM3 包 829 份，EM4 包 797 份，EM5 包 981 份，EM6 包 330 份，EM7 包 17 份，EM8 包 844 份，EM9 包 205 份，EM10 包 138 份。

为了规范 EMR/EMC 文件的编制, QC 部发布了 EMR/EMC 的编制等程序, 对各机电工作包 EMR/EMC 文件的编制提出了具体要求, 各施工队/厂 QC 组织、根据各施工队/厂完成实体安装同时, 及时编制发布相应的 EMR/EMC 文件。QC 部设有专门的文件审核组, 对 EMR/EMC 文件进行认真的审核, 保证发布的 EMR/EMC 文件真实可靠。

3.6.4 质量控制

(1) 日常质量检查。在现场施工安装过程中, 质检人员对施工某一过程或某一重要的操作工序以及安装完成的物项进行检查, 检查的方式体现为以下两种方式:

1) 通过对在质量跟踪文件(质量计划/工作计划/任务单)中的重要的操作工序上设置的见证点(W)/停工待检点(H)进行检查验证,例如管道焊接组对、管道内部清洁度、法兰联结紧固、泵的对中、阀门装配、水压试验、电气试验、端接、仪表安装等的检查(检查流程见图 3.5-17)。

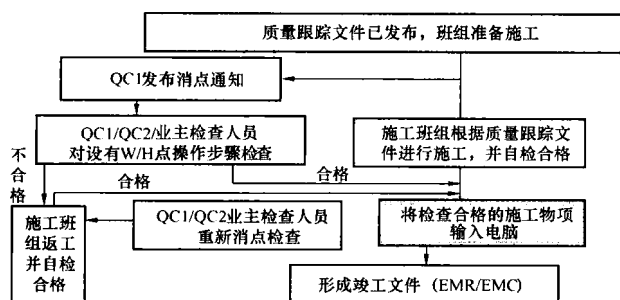


图 3.5-17 质量检查流程

2) 对大量的可进行最终检查验收的物项, 通过各施工队/厂的《班长日报》对已安装完物项的申报工作量进行检查。例如: 焊缝外观检查、支架预制安装检查、电气支架托盘安装检查、照明安装检查、通风风管预制安装检查、支架和管道喷砂和涂漆检查等。若发现不合格物项则坚决拒收, 经返修后再重新报量检查, 直至物项最终合格为止。由于各施工队/厂申报的工作量必须经 QC 部检查验收合格后, 方可输入计算机中计算工作量点数, 从而保证二三公司提交给业主的工程量发票的真实性 (具体流程见图 3.5-18)。

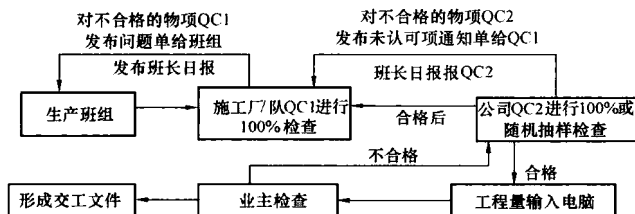


图 3.5-18 物项最终检查验收流程

通过以上两种方式的日常质量检查控制,使得核岛安装工程施工质量一直处在良好的受控状态。如:管道支架的安装(近6.8万个),其一次合格率达到98.5%;管道焊缝的焊接(近10万个),外观检查因错边等质量原因造成不合格

的焊缝不到 100 个（主要是薄壁管道），管道焊缝射线检验的一次合格率达到 96% 以上（共透照近 8 万张底片）。

(2) 符合性质量检查。符合性质量检查的目的是验证已完工系统的完整性, 功能的符合性以及安装设计的正确性。它能够有效地控制整个系统的施工质量, 使一些在日常检查中无法检查的项目均可通过符合性检查来控制。

在安装工作完成后, QC 人员根据有关的图纸和文件的要求对现场所安装的物项及其安装过程中所形成的质量文件进行一次全面的检查, 以确保所有已安装的物项符合图纸和文件的规定。以下重点介绍管道符合性检查过程。

管道符合性检查工作就是在管道安装工作完成后，管道回路进行水压或气压试验前由 QC 人员对压力试验流程图中涉及的所有物项进行一次全面的检查，以确保所有相关的物项符合图纸和文件的规定。管道符合性检查包括现场实体符合性检查和质量保证数据包（QADP）的符合性检查两个方面。检查流程如图 3.5-19 所示。

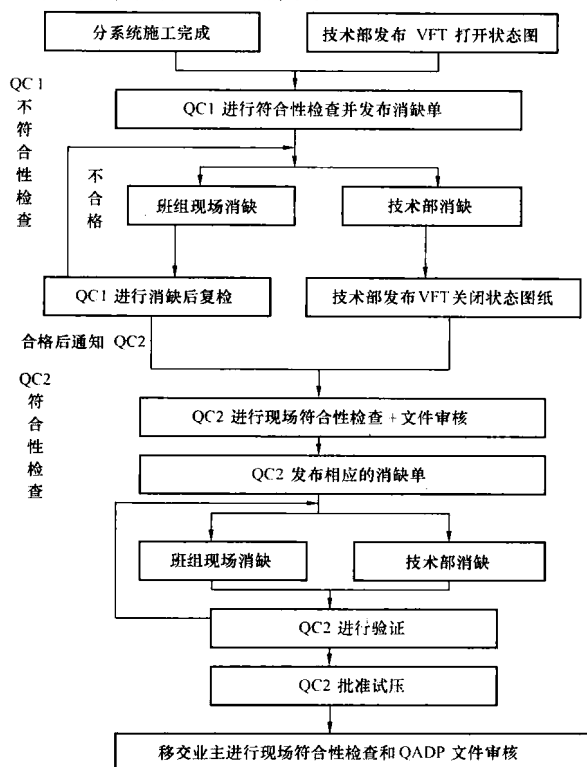


图 3.5-19 符合性检查流程

(3)“质量一票否决”制。公司实施了“质量一票否决”的措施。措施规定：各施工队/厂完成的工作量未经 QC 部的检查确认验收不能报量；工程部对内进行的统计，对外进行的工作量申报工作均以 QC 部签字的工程量为准。QC 部门有权对经常出现质量问题的班组进行停工整顿。

3.6.5 利用统计技术进行质量趋势分析

在质量管理中运用了统计技术进行质量趋势分析,及时发现产品及体系运行中的质量问题,并从根源上解决问题,做到预防为主,持续改进。质量趋势分析包括质量体系 and 产品质量两个方面。

(1) 质量体系趋势分析。利用计算机程序 (QA 数据库) 收集并处理质量体系运行过程中发生的问题的相关数据。对内、外部组织发布的每一份质量问题函件, 指定人员按照程序要求给出所有类型的代码, 并及时将这些信息输入, 每季度按组织、活动、问题及原因等对时时更新的数据进行统计和趋势分析。通过统计分析近期质量体系运行中出现的问

题、涉及的活动和组织,并根据分析的结果编制质量体系趋势分析报告,报公司管理层作为决策的依据;制定专题监督计划,加强对薄弱环节的监督;必要时制订纠正/预防措施,防止同样的问题再次发生或潜在的质量问题发生。

(2) 产品质量趋势分析。利用不符合项管理软件,针对每份不符合项报告(NCR)按照程序中定义的组织、活动、问题、表面原因等的分类给出所有类型的代码,并及时将这些信息输入。通过NCR软件自动生成各方面的统计信息,这些信息可以生成曲线和饼图形式。每3个月对不符合项进行趋势分析,对重复发生3次及以上的同类安装质量问题及时采取纠正措施,并调查、分析产生的原因。

此外,产品质量趋势分析还体现在各施工专业的一次验收检查合格率和射线探伤一次合格率上。公司确定了不同阶段各验收项目的目标值,每周以数据统计录入计算机数据库,月底自动生成报表和曲线图进行质量趋势分析。低于目标值确定为不正常现象,由QC人员进行调查并分析原因及时针对原因采取纠正措施。

3.7 测量网络的建立和管理

主要任务:运用现代测量技术,高标准、高精度、高效地开展多层次测量工作,为核岛安装工程建立安全、统一、必要精度的施工专用控制网络和为工程建设竣工后运营阶段建立工程建筑物变形观测专用的检查和监测控制网络。

主要作用:控制网是进行各项测量工作的基础,也是各种设备放样、调整和检测的基础;控制网具有控制全局的作用,可以保证各种设备定位后的相对位置达到必要的精度,从而满足设计和安装的要求;控制网具有限制测量误差的传递和积累的作用,通过分级布网逐级控制的原则,将测量误差的传递和积累限制在要求以内。

(1) 控制网络的构成与分类。安装测量控制网络由平面控制网和标高控制网络构成,按其功能大致可以分为3类:第1类是地面标板控制网点,主要作为方位和平面坐标X、Y定位控制用;第2类是墙面标板控制网点,主要作为方位和高程控制用;第3类是标高控制网点,作为标高控制用。

(2) 控制网点标志的制作和安装。参照有关的文件和程序设计控制点标志,并在核岛安装测量工作展开之前制作完毕。在现场采用射钉枪射入或胶粘,如果施工程序允许也可采用焊接的方法。

(3) 精度要求。控制点定位精度为 $\pm 1\text{mm}$;设备定位控制点标准偏差(相对于相邻微网点):平面控制为 $\pm 4\text{mm}$,标高控制为 $\pm 2\text{mm}$;主系统控制点定位标准偏差(相对于相邻微网点)为 $\pm 2\text{mm}$;其他测量精度应参照相关施工精度要求。

4 安装施工管理

4.1 环吊安装

核岛反应堆厂房设有环行吊车(简称环吊)一台,用于一回路设备就位吊装、检修及反应堆的装、换料等常规工作。每台环吊总质量约为600t,最重部件电气梁质量约为79t,其起重能力为217t的运行小车与起重能力为190t的现场小车配合,达到396t的额定起重能力。

环吊安装的吊装工作量大,安装精度要求高,技术含量高,且处于核岛安装的关键路径上,因此是核电厂建设的重要里程碑。

4.1.1 环吊主要部件及其描述

(1) 环形轨道梁。环吊的轨道梁是由6段成 60° 环形的轨道梁连接在一起组成的一个环形支撑梁,用螺栓固定在反应堆安全壳的36个牛腿上。每段轨道梁长约19m,质量约为17t。在环形轨道梁后均匀地分布有12个水平方向的千斤顶以对轨道梁进行径向调整,尽可能使环形轨道梁形成一个圆形。吊车的环形轨道(共18段)通过压板固定在轨道梁上。安装调整后的环形轨道中心直径为35.410m,顶部标高为40.946m。

(2) 环吊主体结构主要由2台端部小车以及连接到2台端部小车上的2个主梁(电气梁和对应梁)构成。主梁与端部小车之间由高强度螺栓连接,组合成1个刚性的矩形。每台端部小车由2套铰接的转动轮支撑在环形轨道上,每套转动轮各有1个驱动单元。环吊被2台端部小车上的4个驱动单元驱动并沿着环形轨道梁运转。

在圆周方向上,吊车由4个位于端部小车两端并沿着轨道梁内缘水平转动的导向轮引导,导向轮通过导杆与弹性限制器相连。当吊车在轨道上转动发生偏差时,导向轮能够限制端部小车转动轮的运动并使其沿着圆周方向行走。

环吊的中心是1个横跨在2个主梁中间位置上的拱架,通过拱架上的滑环由敷设于穹顶上的电缆给环吊输送电力,同时拱架也用于190t现场小车的拆卸与安装。

电气梁一端的下方有1个控制室,它包括吊车各种运动所需的监测和控制元件,并与环吊的载荷及其他指示器一起形成一个完整的操纵控制系统。

带有按钮盒的电动单轨安装在电气梁的外侧,按钮盒能从45.445m悬挂到20m标高,这样,在20m标高处也能通过按钮盒直接控制环吊的各种运动。

(3) 217t运行小车主要由一个217t的主卷扬机和一个10t的辅助卷扬机组成,运行小车横跨在两个主梁上并沿着主梁上的轨道行走,小车由两个驱动单元驱动并带有防震装置,以防止行走轮脱离轨道。

(4) 190t的现场小车,由1个190t的主卷扬机,横跨在两个主梁上并沿着主梁上的轨道行走。

4.1.2 环吊主要部件的地面组装

环吊部件是以散件的形式供货,在安装前,一部分在地面组装,一部分在空中组对,重要部件之间的连接均为高强度螺栓连接,如拱架连接表面,端部小车与主梁的连接表面等,应按照高强度螺栓连接的要求进行。

(1) 拱架的地面组装。拱架主要由三个组件组成,分别为电气梁侧支架,对应梁侧支架以及上部水平支架。根据安装要求,组装是用高强度螺栓连接的,要对其连接表面进行喷砂处理。

(2) 端部小车的地面组装。在端部小车吊装之前,应对其与主梁连接面进行喷砂处理,安装导向轮调节用弹簧组件。

由于导向轮比端部小车低很多,地面组装时对其进行组装较困难,故在端部小车吊装时进行,即先用重型吊车将端部小车提起一定高度,再借助辅助吊车对导向轮进行组装,导向轮与弹簧组件连接好后直接吊装端部小车。

4.1.3 环吊轨道梁的安装

环吊轨道梁的安装包括地面检查、连接面的喷砂、吊装、最终就位及测量和调整等步骤。环吊轨道梁安装在反应堆厂房内的牛腿上,共分6段,形成一个环形。环吊轨道梁之间用高强度螺栓连接。

在反应堆厂房预应力后,反应堆在标高和半径方向都会

有一个变化值,环吊轨道标高等也会有相应的变化,即轨道的标高理论值由原来的40 946mm改变为预应力后的40 915mm。在反应堆厂房预应力后必须对环吊轨道进行全面的测量,测量合格后在每个牛腿上焊接两个轨道止挡块。

4.1.4 环吊主要部件的吊装

(1) 端部小车的吊装。环吊轨道梁调整、紧固之后,在1、4号轨道梁上安装4个防倾斜支架,用以在端部小车就位时起到固定作用。

端部小车分为驾驶室侧和驾驶室对侧两台,在吊装之前应根据主梁的就位位置决定端部小车的大致就位位置;起吊之前在端部小车后侧各安装两个拉杆;检查高强度螺栓连接表面的状况后起吊端部小车。

在端部小车就位后,用螺栓将端部小车和防倾斜支架连接起来,将事先安装于端部小车后侧的斜拉杆固定到牛腿上,通过斜拉杆调整端部小车的水平度。

(2) 主梁的吊装就位及紧固。

1) 主梁的吊装就位。主梁在吊装之前先对高强度螺栓连接表面进行喷砂处理,之后分别吊装对应梁和电气梁。电气梁吊装之前进行驾驶室的组装。

主梁吊装就位后,进行螺栓连接。用 $\phi 30\text{mm}$ 的销子放置于主梁与端部小车的连接螺栓孔内以确保良好的对中,但销子不能穿入角上的4个装配定位螺栓的孔内,以免破坏其配合精度。

2) 主梁与端部小车的紧固。在紧固到最终力矩前需进行以下操作:拆除轨道梁上固定端部小车的防倾斜支架;拆除端部小车后的斜拉杆;检查主梁上轨道平行度 $\leq 3\text{mm}$;检查四边形对角线,四边形对角线之间的偏差为 $\pm 2\text{mm}$;检查两个相对点之间的高度差,在垂直于小车轨道的同一平面的两点之间标高差值 $\leq 10\text{mm}$ 。

(3) 环吊小车的吊装。小车分运行小车和现场小车,分别重为57.6t和42.55t,就位于主梁中心两侧,横跨于主梁上的轨道上。两小车与主梁中心间距应保持3m以上,以保证在安装拱架时不发生干涉。运行小车就位于主梁上后,安装防地震缓冲装置。

(4) 拱架的安装。拱架在组装后质量约为14.4t,在环吊小车就位后,利用重型吊车对拱架进行吊装。在就位时,将拱架与电气梁侧支座用销子连接好,在对应梁侧用千斤顶将支座顶到预先放线的理论位置上,对拱架支座进行焊接。

4.1.5 环吊的机械调整和电气调整

在环吊正式运行(转动)之前,需要对其进行全面、彻底地检查和调整,包括机械调整和电气调整。

(1) 端部小车上电机的对中。在端部小车的电机联轴节安装之前,通过调节电机的位置使联轴节两部分达到一个良好的平行度、同轴度及间距要求。调节好后,固定电机位置,安装联轴器连接用弹簧,最后安装保护罩。在电机对之前需要通电检查电机的转向,确保安全。

(2) 机械检查。包括检查所有螺栓和螺母的锁紧,检查各处通道、护栏,各转动部件加的润滑脂,各齿轮箱、液压箱的油位等。

(3) 电气调整。环吊正式启动前应将所有电气部件安装就位,包括各处的电缆电线的敷设、限位器的安装、电子称重器的安装、环吊电力输入汇流排的连接、各处电机的绝缘测试、接地电导性测试等。另外,还需对随设备一起到货的电气部件进行检查。

(4) 小车的操作检查。在对机械、电气各项检查完毕后,检查小车的各项运动是否可执行。包括:217t小车的

行走,卷筒的旋转;190t小车的行走,卷筒的旋转;10t吊钩卷筒的旋转;5t小车的行走、横向运动,卷筒的旋转等。

4.1.6 环吊的试验

环吊的试验包括初始试验、空载试验、减载试验、静载试验、动载试验、额定载荷试验和疲劳试验等。

按照不同的吊车,又可分为5t X—Y吊车试验、10t吊钩试验、217t运行小车试验、190t现场小车试验以及联合试验(217t+190t)。

考虑到现场的实际需要,先对5t X—Y吊车和10t吊钩进行试验,试验后可以利用5t X—Y吊车和10t吊钩进行小件吊装,以方便工作。然后进行217t运行小车试验和190t现场小车试验,最后进行联合试验。

(1) 静载试验。将小车置于梁的正中间,将1.5倍额定载荷的试重块悬吊于空中1h。测量梁的变形量,检查并确信抱闸无滑动,记录测量值。释放载荷后,再次检查变形量,应回零。

该试验不应造成永久性变形或弯曲,即变形在释放载荷后不会继续存在。如果发现梁的变形没有回零,残余变形不得超过试验过程中最大变形量的1/5。

(2) 动载试验。悬挂1.2倍额定载荷,吊车的每一运动必须走满全程。每一动作持续20min,且不包括任何测量占用的时间。检查确信抱闸能在无滑动的情况下止住试验载荷。检查确信变速齿轮没有过热,其温度不应超过室温40℃。

在高速提升过程中需要切断电源进行断电试验,确信抱闸可以止住载荷且无滑动。

在完成该试验后,恢复过载限制器和电机保护设备。

(3) 额定载荷试验。将额定载荷悬挂于吊钩,设备分别在低速和高速下运行。检查安全设施(抱闸和限位器)的有效性;进行电压、电流和功率测量;对小车进行速度测量;对小车进行行程末逼近距离测量;吊钩垂直性测量(仅对于217t吊钩和10t吊钩);在额定载荷试验结束后,设定超载限制,即确保在1.1倍额定载荷下不能提起载荷。

(4) 疲劳试验。疲劳试验是在额定载荷下进行各种操作,每一动作持续30min。在整个过程中,电机和电气设备不得有异常的温度升高。

4.2 主设备安装

主设备是核电厂反应堆主回路的核心设备,也是核电厂核岛安装工程中最为关键的部分,包括反应堆压力容器、蒸汽发生器、稳压器、主冷却剂泵、主回路管道、反应堆堆内构件等。

主设备以反应堆压力容器为中心,主冷却剂泵、蒸汽发生器通过主回路管道与反应堆压力容器相连并形成环路。每台机组设有3个环路,每个环路具有1台蒸汽发生器和1台主冷却剂泵,3个环路在反应堆压力容器周围并列相连。每台机组有1台稳压器,通过波动管与主回路管道的第一环路热段相连,稳压器利用加热和喷淋冷却来维持反应堆主回路系统的压力(见图3.5-20)。在反应堆压力容器内装有一套堆内构件,它主要由上部堆内构件、下部堆内构件组成。上部堆内构件上的控制棒导向筒、热电偶柱以及下部堆内构件上的二次支撑、能量吸收器、堆芯仪表等部件在现场进行组装。堆内构件是主设备安装中精度要求最高的设备,堆内构件的现场加工件的最高加工精度为0.001~0.018mm。

主设备的安装具有核安全级别要求高、质量保证等级高、设备重量大、设备体积大、安装空间狭小、安装精度

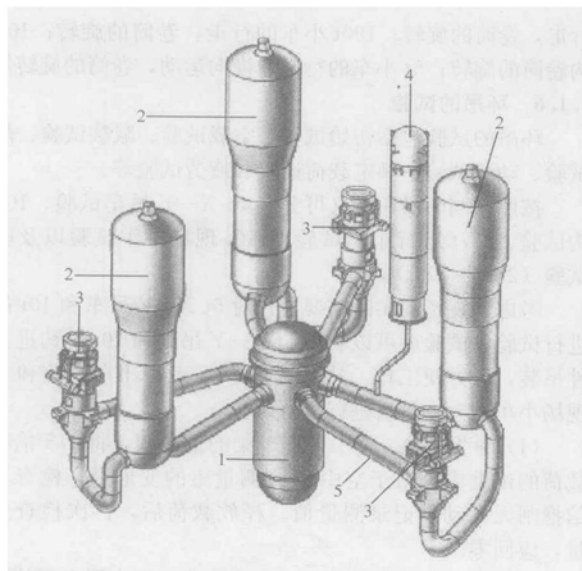


图 3.5-20 反应堆回路示意
1—反应堆压力容器；2—蒸汽发生器；3—主冷却泵；4—稳压器；5—主回路管道

高、施工逻辑性强以及施工人员素质要求高等特点。

4.2.1 反应堆压力容器安装

反应堆压力容器是一个能维持控制核裂变的反应装置，其容纳反应堆堆芯、堆内构件、控制棒以及与堆芯直接相关的其他部件。主回路的冷却剂通过反应堆容器的 3 个入口和出口，将堆芯核裂变产生的热量输送至蒸汽发生器。

反应堆压力容器主要技术参数：最大外形尺寸 6418mm×5910mm×13 208mm；壳体/顶盖质量 256.6t/55.5t；设计压力 171.3×10⁵Pa；设计温度 343℃；运行压力 154.1×10⁵Pa；进口温度 286℃；出口温度 323℃；壁厚 200mm。

反应堆压力容器的安装工艺。

(1) 反应堆压力容器支撑环安装。将反应堆压力容器支撑环运到龙门架下，使用龙门架吊车、吊索和手拉葫芦，起吊并就位到 20m 平台的专用运输支架上运进反应堆厂房（见图 3.5-21）。

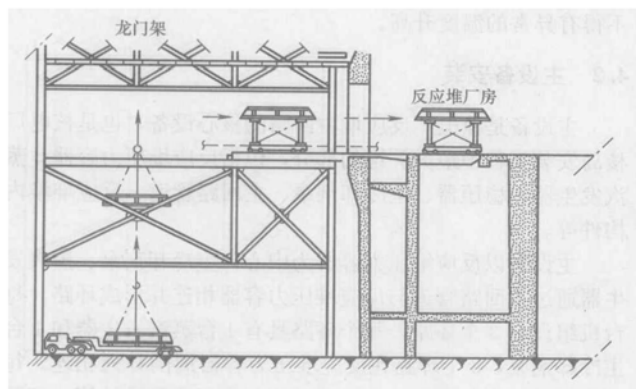


图 3.5-21 反应堆压力容器引入示意

检查支撑环外观以及在 0°、90°、180°、270°方向的轴线标记，用专用支撑将支撑环垫高 500~600mm，并用水准仪测量找平支撑环支撑面。

支撑环的通风管口两侧安装滑动止挡块，用螺钉调整止挡块与其侧面的间隙至 0.2~0.5mm，安装通风接口装置并焊接下部挡板。

在反应堆压力容器基础上安装用于顶丝调整的垫板，垫板的标高根据支撑环精加工面的理论标高确定，预调支撑环

上顶丝的长度，安装顶丝并用塑料管和润滑脂保护顶丝。

用反应堆厂房环形吊车吊起支撑环并调平，支撑环就位于反应堆堆腔的基础上。

使用全站仪观测压力容器支撑环方位，调整其方位误差不超过±0.5mm；使用水准仪测量支撑环精加工面的标高及水平度，通顶丝来调节标高及水平度，控制支撑环精加工面的标高和水平度符合安装技术要求（见图 3.5-22）。

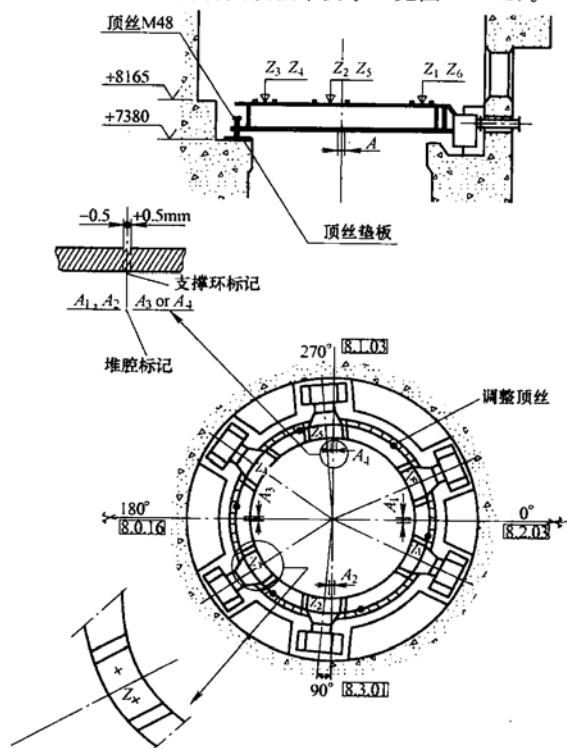


图 3.5-22 压力容器支撑环安装示意

在支撑环的精加工面上安装保护罩，进行二次灌浆，灌浆后复测支撑环的方位、标高和水平度，并检查挡板间隙。

(2) 反应堆压力容器引入反应堆厂房。反应堆压力容器从现场储存区域运至龙门架下，压力容器法兰面朝向反应堆厂房侧，轴线处于龙门架中心垂直平面内，反应堆压力容器的重心与龙门架 380t 吊车吊环处于同一垂线上。

反应堆压力容器起吊前进行必要的吊装试验：将反应堆压力容器吊起 100mm 后停车，检查龙门架 380t 吊车的制动性能。降低反应堆压力容器至 50mm 时，再次检查制动器性能。

提升反应堆压力容器到 20m 平台。将反应堆压力容器坐落到已组装的专用重载运输托架上，并使反应堆压力容器法兰上的密封凸缘卡进车前部托架的沟槽里；检查和调整压力容器 0°~180°中心线的垂直度在±10mm 范围内，拆除龙门架 380t 吊车所用的吊具；使用两台牵引机将反应堆压力容器引入反应堆厂房。

(3) 反应堆压力容器翻转吊装。在反应堆厂房外龙门架下的地面上组装两个半圆形的翻转套箍，保持两套箍间距约 240mm，以便翻转套箍能安装到反应堆压力容器上。将龙门架 62t 吊车和 20t 汽车吊配合使用竖立翻转套箍，起升翻转套箍并套入反应堆压力容器底部。

翻转套箍末端的凸缘和反应堆压力容器底封头的凸肩靠紧，翻转套箍两侧的轴颈调整水平，控制轴颈轴线距容器底部封头仪表管水平距离，控制轴颈与压力容器中心线为 200mm，使用专用液压扳手紧固翻转套箍上的螺栓。

拆除反应堆压力容器法兰保护盖的中间部分,清洗反应堆压力容器法兰的螺栓孔(0°和180°位置各5个),使用螺纹规检查螺栓孔;检查吊耳固定螺栓,润滑脂润滑螺纹孔和固定螺栓的螺纹,用反应堆厂房环形吊车安装固定专用吊具的螺栓,注意将螺栓旋到底后再往回退半圈。

用环吊起吊专用吊具,并安装在压力容器法兰面上,紧固专用吊具固定螺栓;在环吊的两台小车的吊钩上安装平衡梁,在平衡梁和反应堆压力容器之间安装吊杆,并用销轴路径。

用牵引机牵引压力容器到翻转位置,安装翻转支撑架,用垫板调整套箍轴颈和支座间的间隙至最小值,紧固翻转支撑架的固定螺栓。

用环形吊车调整吊杆并使其保持垂直,微微提升反应堆压力容器,检查翻转抱箍的轴颈在翻转支撑架上的位置是否正确,检查翻转套箍和翻转支撑架固定螺栓的紧固状况;拆除压力容器牵引装置。以两个耳轴为反应堆压力容器翻转中心,环形吊车的两个小车保持同样的提升速度提升压力容器,通过移动小车调整反应堆压力容器吊杆的垂直度,通常吊杆倾斜度不大于5°。提升反应堆压力容器直至垂直状态。

(4) 反应堆压力容器吊装就位与调整。拆除压力容器支撑环上的保护装置,清洁所有支撑面,安装水平滑动调整垫板,将压力容器吊入反应堆腔。

检查压力容器主管嘴的位置,将压力容器降落到支撑环上,调整压力容器方位,使反应堆压力容器密封凸缘上的方位标记(0°、90°、180°、270°)与堆腔混凝土结构上方位标记对中,误差控制在3mm以内。

测量压力容器内的堆内构件支撑面标高,标高误差控制在1mm以内,水平度控制在0.3mm以内。

提升压力容器,安装压力容器筒体部分的保温层支撑架、固定保温层和在役检查用可拆卸保温层;压力容器最终就位调整,测量反应堆压力容器支撑侧面与支撑环的间隙,加工和安装竖直滑动调整垫板,检查压力容器支撑块和竖直垫板间的间隙,间隙控制在 $0.4 \pm 0.05\text{mm}$ 范围内。

(5) 反应堆压力容器调整垫板加工安装。反应堆压力容器的标高、水平度和方位是通过调整安装在压力容器支撑环上的水平滑动调整垫板和竖直滑动调整垫板来实现。水平滑动调整垫板的加工厚度是以堆压力容器内的堆内构件支撑面的理论标高为基准来计算。侧向竖直滑动调整垫板的加工厚度是在反应堆压力容器筒体保温完成后,方位调整到误差范围内($0 \pm 1\text{mm}$)的条件下,计算侧向垫板厚度(见图3.5-23)。

压力容器筒体保温安装完成后,安装压力容器支撑水平垫板和侧向垫板,最终就位压力容器。用全站仪和水准仪复测压力容器位置方向和标高,标高控制在理论标高 $\pm 1\text{mm}$ 范围内,方向误差控制在 $\pm 1\text{mm}$ 范围内。

4.2.2 蒸汽发生器安装

蒸汽发生器由一次侧和二次侧两部分组成。一次侧由U形管束和半圆形封头焊接到管板构成,二次侧由下部壳体、过渡锥形体、上部壳体、椭圆形封头、汽水分离器和干燥器等组成。蒸汽发生器外形尺寸:高20995mm,下部外径3446mm,上部外径4484mm,净重340.3t。

蒸汽发生器安装包括:垂直支撑安装、下部横向支撑安装、上部横向支撑(包括支撑环和阻尼器)安装。

4.2.2.1 垂直支撑安装

蒸汽发生器垂直支撑需以热态中心位置为基准进行安装,安装前需测量并确定热态中心点控制标记、主管道热段

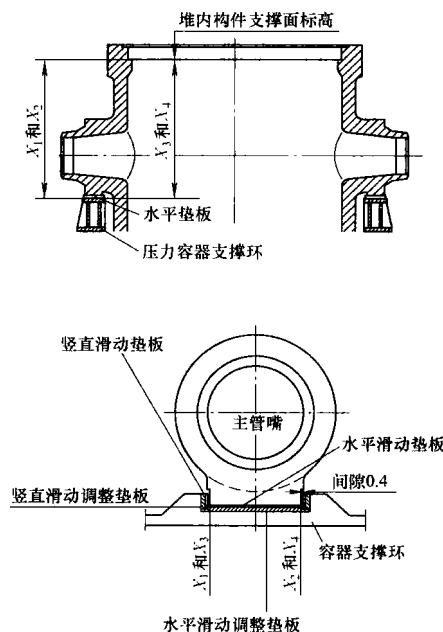


图 3.5-23 压力容器支撑垫板安装示意

轴线及其通过蒸汽发生器中心点垂直线的控制标记。

同时应清洁垂直支撑的预埋套管并打磨套管法兰面,安装调整顶丝的垫板,测量每个预埋套管法兰面的标高,以确定每个套管的长度。

根据确定的套管长度切割套管,在每个穿楼板螺栓的位置上安装相应的套管,并调整垂直支撑底板的方向、标高及水平度。

在底板螺栓孔内对称点焊套管。用临时螺栓固定底板,在上部套管和预埋套管的法兰结合面进行点焊,用腻子封堵结合面间的缝隙。每个顶丝的螺纹上涂润滑脂,以便垂直支撑底板二次灌浆后拆除顶丝。

二次灌浆前检查垂直支撑底板的标高、水平度和位置的符合性(标高: $\pm 3\text{mm}$;水平度:1mm;位置: $\pm 1\text{mm}$)。

垂直支撑底板灌浆:灌浆48h后,拆除调整顶丝、临时固定螺栓并复测垂直支撑底板的标高、水平度和位置,在底板上划出安装轴线。

将垂直支撑水平地运进反应堆厂房+20m标高处,在垂直支撑上安装专用套箍、调整拉杆组件。使用专用吊具翻转竖立垂直支撑,提升支撑并安装贯穿螺栓、垫圈、螺帽并调整螺栓尺寸,采取措施保护螺栓底部螺纹。

调整垂直支撑,使支撑座上的轴线对准垂直支撑底板上的轴线,连接调整拉杆,检查垂直支撑的方位,垂直支撑的垂直度调整到 $\pm 5\text{mm}$ 范围内。

紧固贯穿螺栓:贯穿螺栓紧固分为两次进行,第一次是在垂直支撑底板二次灌浆28天后进行;第二次是在蒸汽发生器安装后进行拉伸。

调整垂直支撑顶面的水平度,精确测量每个支撑顶面四点的标高,以确定蒸汽发生器安装底板的厚度。

4.2.2.2 横向支撑的安装

蒸汽发生器横向支撑包括上部支撑和下部支撑,其安装分为三个阶段——蒸汽发生器安装前、蒸汽发生器安装后和主管道焊接完成后。

(1) 蒸汽发生器安装前。下部横向支撑:在墙面及6个支撑底板上划出安装中心线,清洁和检查每个预埋螺栓,将下部横向支撑引入、就位,并使支撑尽可能的靠近墙面。

上部横向支撑：测量蒸汽发生器支撑环滑板的平直度，检查每个预埋件的螺纹孔，在预埋件螺纹孔中安装6个螺杆，将滑板引入及就位，并使滑板尽可能地靠近墙面。

(2) 蒸汽发生器安装后。下部横向支撑：用垂直支撑间的拉杆调整蒸汽发生器，使其位于热态下的中心位置，在每个横向支撑上安装3个临时垫块，调整支撑使临时垫块与蒸汽发生器支撑块接触。

上部横向支撑：在蒸汽发生器支撑环上焊接角钢；调整支撑环与蒸汽发生器壳体的间距、支撑环标高、水平度和方向；测量支撑环与其4个支撑间的距离，并安装4个L形支撑块。

(3) 主回路管道焊接后。下部横向支撑：检查蒸汽发生器在冷态下的位置，拆除3个临时垫块，调整横向支撑和蒸汽发生器支撑块的间隙，确定横向支撑位置尺寸。在预埋螺杆上安装保护套管以防止二次灌浆时混凝土渗入，灌浆前、后检查横向支撑和蒸汽发生器支撑块的间隙及横向支撑的位置尺寸，灌浆后紧固下部横向支撑螺杆。

上部横向支撑：安装预埋件顶部剩余的螺杆，调整滑板与支撑环支撑面间的平行度和间隙 $30\text{mm} \pm 2\text{mm}$ ，并使滑板、支撑环支撑面与热段轴线平行。在滑板和支撑环间安装临时垫片，以避免二次灌浆时使滑板变形。在每个螺杆和顶丝上安装保护套管，以避免二次灌浆时混凝土渗入。灌浆前、后检查滑板和支撑环支撑面的间隙和平行度。灌浆后紧固滑板螺栓。

4.2.2.3 阻尼器底板和模拟件安装

(1) 阻尼器底板安装。阻尼器底板必须在主回路管道热段的焊接量达到50%以后才可安装。安装前先检查阻尼器底板的平面度，在阻尼器底板和墙面上划出安装轴线，安装底板和调整顶丝。检查和预调阻尼器模拟件的安装尺寸，在蒸汽发生器支撑环和阻尼器底板间安装模拟件。

(2) 阻尼器安装和检查。阻尼器安装是在主回路管道全部焊接完成后进行。阻尼器安装前，墙面侧的阻尼器的支座和销轴不组装到阻尼器上，而蒸汽发生器侧的支座组装在阻尼器上。检查阻尼器的安装尺寸，并在阻尼器上安装专用长度调整工具、方向校正工具和专用吊具。安装阻尼器支座球形接合面夹持装置。

在墙面侧的阻尼器支座上划出安装中心线，拆除底板上的顶丝、螺帽和定位套管，安装墙面侧支座到底板上，找正安装中心线。

用专用吊具水平地吊起阻尼器，控制水平倾角不超过 30° 。缓慢地下降阻尼器并调整其方向，以避免碰撞蒸汽发生器。将阻尼器的装配端小心地插入支座并拆除球形接合面上的夹持装置。对中装配端与支座的销孔，在销轴上安装导向件和装配工具，调整阻尼器和装配工具，以使销轴自如地插入销孔，拆除装配工具并安装开口销。

用专用吊具、方向校正工具和长度调整工具同时调整阻尼器，对正蒸汽发生器侧阻尼器支座上的螺孔和蒸汽发生器支撑环上的螺孔，安装上部螺栓。拆除方向校正工具，用长度调整工具使支座和蒸汽发生器支撑环完全靠紧，安装下部螺栓。

用螺栓拉伸装置紧固蒸汽发生器4个阻尼器的螺栓。拉伸后检查支座的位置：用销轴穿过支座（如有变形，则拧松螺栓并在支座和底板间安装垫片以调整支座销孔的垂直度），使销轴能自如地穿过支座销孔。阻尼器在最终紧固后，检查每个阻尼器活塞的行程和安装长度，误差控制在 $\pm 1\text{mm}$ 以内，同时安装阻尼器液压系统和储油箱。

4.2.2.4 蒸汽发生器引入反应堆厂房

(1) 准备工作。以蒸汽发生器一次侧热段入口中心的理论标高为基准，计算调整垫片的厚度，并考虑蒸汽发生器安装后垂直支撑的压缩量。

蒸汽发生器的引入、就位所用专用工具、设备和安装零部件运进反应堆厂房+20m标高；准备蒸汽发生器吊装运输的专用工机具，如提升平衡梁、翻转支撑、牵引托架和连杆、蒸汽发生器上部支撑环及吊索、牵引机和手扳葫芦等；测量反应堆厂房内蒸汽发生器吊装空间是否足够。

(2) 蒸汽发生器引入、吊装。蒸汽发生器运到反应堆厂房外龙门架下，调整其纵向轴线和龙门架中心线重合，重心与380t龙门架吊车的吊钩在同一垂线上。专用吊具连接到蒸汽发生器和380t龙门架吊车吊钩上的提升梁。

蒸汽发生器吊装试验：提升蒸汽发生器距运输托架200mm后停车，下降蒸汽发生器在接近但未接触运输托架时停车，检查380t龙门架吊车的抱闸是否可靠；再次提升蒸汽发生器1m后停车，下降蒸汽发生器在接近但未接触运输托架时停车，再次检查380t龙门架吊车的抱闸是否可靠。

利用380t龙门架吊车将蒸汽发生器提升到龙门架+20m平台，平移蒸汽发生器就位于牵引托架上，调整蒸汽发生器二次侧人孔的中心线在同一水平面上，用62t龙门架吊车拆除专用吊索组件，排空蒸汽发生器二次侧内的保护氮气。

(3) 蒸汽发生器翻转吊装。

1) 翻转套箍和支撑环的安装。在龙门架下组装2个半圆形的翻转套箍，在2个半圆形套箍上使用专用定位支撑以便于套入蒸汽发生器底部。使用牵引机将蒸汽发生器牵引入反应堆厂房，以便安装蒸汽发生器翻转套箍。

在蒸汽发生器底部划出中心线。用62t龙门架吊车提升翻转套箍并安装到蒸汽发生器上。拆除套箍间的定位架，安装连接螺栓和拉杆，在蒸汽发生器支座上安装连接板。

调整翻转套箍耳轴及二次侧人孔中心线的水平度，用螺栓张紧器定位翻转套箍和后部牵引托架。紧固翻转套箍上的固定螺栓和支座连接板间的拉杆。

用牵引机将蒸汽发生器引入反应堆厂房，并在蒸汽发生器上安装上部支撑环。转动上部支撑环角度 $1^\circ 30'$ ，使支撑环对称滑动平面与主回路热段轴线平行，在支撑环和4个支撑板间安装临时垫片（见图3.5-24）。

2) 翻转支撑安装及蒸汽发生器吊装就位。在蒸汽发生器二次侧人孔上安装吊耳，连接环吊396t平衡梁和蒸汽发生器专用提升梁，安装专用吊索。

用环吊将蒸汽发生器提起大约 1° ，拆除前部托架上的支撑块和前、后托架间的连接杆。下降蒸汽发生器至水平位置，并在其上上部位置下方安放枕木以临时支撑蒸汽发生器。将两台牵引机的牵引绳固定到蒸汽发生器后部托架上，用两台牵引机将蒸汽发生器牵引到翻转位置，检查套箍耳轴的中心线是否在翻转支架安装中心线的正上方。在蒸汽发生器两侧安装翻转支架，最终调整套箍耳轴和翻转支架支撑面间的间隙。

提升蒸汽发生器以检查翻转套箍上的耳轴是否完全地坐落在翻转支撑的支撑面上。交替提升蒸汽发生器和移动环吊小车直到蒸汽发生器处于垂直位置。在此期间，吊索的倾斜度不能超过 5° ，提升蒸汽发生器并使套箍耳轴离开支撑面，拆除翻转支撑（见图3.5-25）。

安装套箍拆除小车，转动蒸汽发生器，使套箍耳轴的中心线位于重轨纵向中心线的上方。移动套箍拆除的专用小车

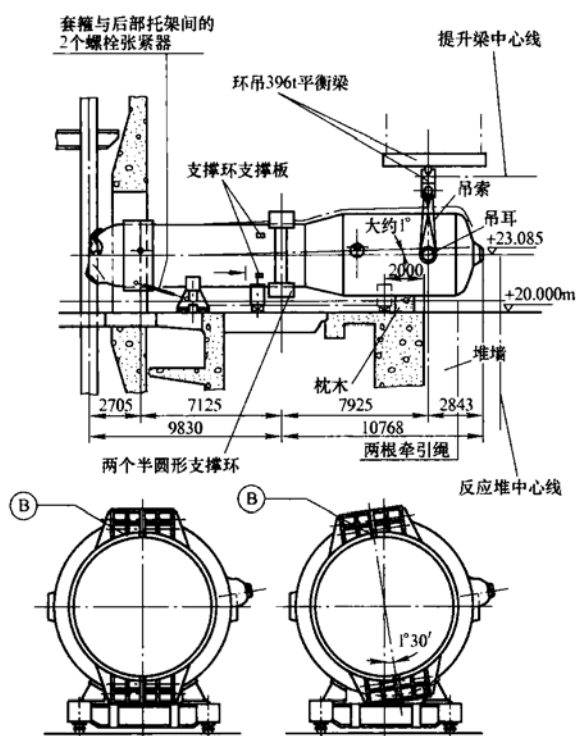


图 3.5-24 蒸汽发生器引入反应堆厂房及上部支撑环调整示意

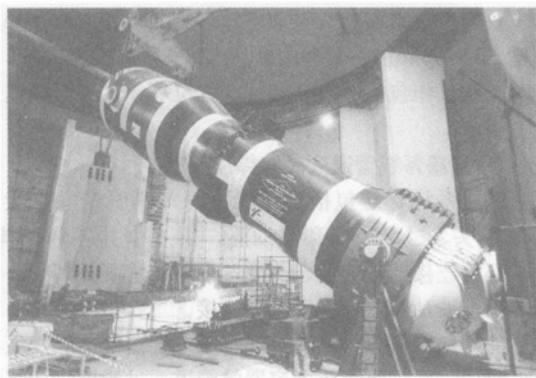


图 3.5-25 蒸汽发生器吊装翻转图

到蒸汽发生器正下方,调整蒸汽发生器以使得套箍支腿对正小车,拆除套箍和蒸汽发生器支座连接板件的拉杆。拧松套箍连接螺栓,分开两个半圆形套箍并座落在专用小车上。移开专用小车以便于吊装蒸汽发生器。

在蒸汽发生器的4个垂直支撑上安装已加工的调整垫片。提升并调整蒸汽发生器的方向,使蒸汽发生器下降到垂直支撑上方的1m处,确保能自由通过上部、下部横向支撑,蒸汽发生器就位在4个垂直支撑上。

拆除蒸汽发生器热段入口管嘴的保护装置,在入口管嘴上安装对中装置,调整蒸汽发生器至热态下的中心位置上,测量蒸汽发生器热段入口管嘴中心线的标高和相对于热管段的轴线偏差。最终检查蒸汽发生器在热态下的位置、垂直度。

拆除专用提升梁、吊索和二次侧人孔上的耳轴。安装蒸汽发生器二次侧干式储存保养装置,防止蒸汽发生器二次侧在安装期间内表面产生锈蚀。

4.2.2.5 蒸汽发生器二次侧内运输定位板拆除

首先在蒸汽发生器安装定位后打开二次侧人孔,在人孔上安装入口平台,蒸汽发生器二次侧内部安装防护木板和玻璃丝防火布。每次进入蒸汽发生器二次侧的人员,与工作无关的任何物品不得带入。需进入蒸汽发生器二次侧使用的工

具和材料,在进入前必须进行登记,工作完成后确保全部带出,不得遗留任何物品在蒸汽发生器二次侧内。

使用砂轮切割机切割蒸汽发生器运输定位板,每天使用真空吸尘器清洁蒸汽发生器二次侧施工区域,确保其内部清洁度。

4.2.2.6 蒸汽发生器二次侧水压试验

蒸汽发生器水压试验是在主给水管、主蒸汽管、蒸汽发生器辅助给水管和罐、蒸汽发生器排污管以及部分加药系统部分管线完成后一起进行水压试验。

蒸汽发生器二次侧水压试验压力为 $128.5 \times 10^5 \text{ Pa}$,除盐水在水压试验期间的温度在 $30^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ 之间,水压试验压力升高速度为 $4 \times 10^5 \text{ Pa/min}$ 。水压试验在 $58 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时检查上部支撑环和蒸汽发生器本体间的间隙,在 $85 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时对整个系统进行检查。在 $128.5 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时保持压力 30min,并对整个系统进行各种检查。水压试验完成后按 $4 \times 10^5 \text{ Pa/min}$ 的速度进行卸压。

4.2.2.7 蒸汽发生器二次侧电视检查和冲洗

(1) 蒸汽发生器二次侧电视检查。蒸汽发生器二次侧电视检查分两次进行:蒸汽发生器二次侧水压试验前进行第一次电视检查,二次侧水压试验后进行第二次电视检查。

主要内容如下:蒸汽发生器二次侧与主蒸汽系统相连管道,蒸汽发生器二次侧与主给水系统相连管道,蒸汽发生器二次侧给水环内部进行检查,U形管束及管板。

检查过程中如发现任何异物,将使用专用设备将异物全部取出。检查过程需进行全过程录像,确保蒸汽发生器二次侧内在检查后无任何异物,并保留全部检查记录。

(2) 蒸汽发生器二次侧冲洗。蒸汽发生器二次侧冲洗是在二次侧水压试验之后,利用专用的高压和中压水冲洗设备冲洗二次侧管束中心、管束周围以及管板的泥浆等异物。蒸汽发生器二次侧内部的泥浆通过吸出设备吸出,使用除盐水冲洗蒸汽发生器二次侧,除盐水经过过滤可再循环使用。

冲洗最高压力 $200 \times 10^5 \text{ Pa}$,冲洗流量 76 L/min ;中压冲洗压力 $8 \times 10^5 \text{ Pa}$,冲洗流量 $5 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

4.2.3 主泵安装

主泵是主回路设备中的高速旋转设备,用于驱动一回路的冷却剂,使冷却剂以很大的流量通过反应堆堆芯,把堆芯产生的热量传递给蒸汽发生器,从而完成一回路水的循环。

主泵总重:132.777t。

其中:泵壳 29.5t,尺寸为 $3440 \text{ mm} \times 3000 \text{ mm} \times 2315 \text{ mm}$;电机 47.855t,尺寸为 $4278 \text{ mm} \times 2680 \text{ mm} \times 2905 \text{ mm}$ 。

主泵安装范围包括:垂直支撑安装、横向支撑安装(阻尼器)、泵壳安装、水力部件安装、电机支撑及电机安装、密封安装、电机泵组对中、附件安装(见图 3.5-26),其中以泵壳、水力部件安装及中对为关键工作。

4.2.3.1 泵壳安装

(1) 安装前的准备。泵壳安装前确定垂直支撑上的垫板加工完成,检查泵壳外观、上部法兰盖、入口和出口管嘴保护盖是否完整,泵壳以及主回路管道冷段热态中心标记,相关房间满足泵壳安装要求。

(2) 主泵泵壳引入。泵壳运到龙门架下,使用 62t 龙门架吊车和专用链式吊索吊装泵壳到 +20m 平台,并降落到运输平板车上,用运输平板车将泵壳引入反应堆厂房。

(3) 泵壳安装。拆除泵壳在支撑架上的螺栓,利用环吊 217t 小车起吊泵壳,调整泵壳上表面水平,将泵壳吊入主泵房间,就位于已调整好的垂直支撑上,拆除吊装专用吊具。

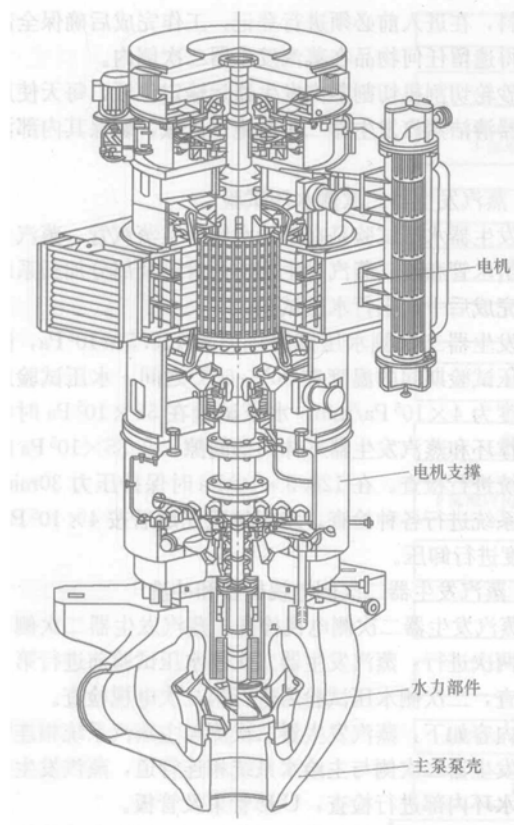


图 3.5-26 主泵结构示意图

在泵壳入口安装中心支架和线坠，调整泵壳中心到热态中心位置，误差控制在直径 5mm 范围内，出水管口与主回路管道冷段热态中心线的误差控制在 2mm 范围内。

检查泵壳水力部件支撑面标高和水平度，标高控制在 $\pm 2\text{mm}$ 误差范围内，水平度控制在 2mm 范围内。

4.2.3.2 水力部件及电机支撑安装

释放水力部件包装容器内的氮气，拆除水力部件在支撑架上的螺栓，安装 3 个 M48 吊环螺栓，水力部件吊具连接到环吊上，将水力部件从容器中吊出，拆除水力部件运输锁紧装置，在水力部件下表面槽内安装密封环，并固定。

水力部件吊装接近泵壳内入口环时，对中泵壳和水力部件标记和螺栓孔。检查泵壳上部和水力部件间的径向间隙，检查水力部件内热屏至泵壳表面的距离。

清洁泵壳上表面螺栓孔和螺杆。先安装定位杆（互为 120° ），再安装 21 根螺杆，调整螺杆高度。起吊主法兰，调整主法兰水平度，用丙酮清洁主法兰下表面。

吊装主法兰至水力部件上面时，根据主法兰和水力部件标记进行对中，主法兰套入主泵壳的螺杆，下降到最后 50cm 时，调整主法兰使其正确地固定在热屏中心装置上。

拆除吊具和定位杆，使用丙酮清洁主法兰上表面。

4.2.3.3 电机与泵组对中

调整电机泵组联轴节的平行度。在联轴节周围 8 个等分点上测量电机半联轴节和中间节的距离，计算两个表面的偏差并确定放置在电机下部法兰和电机轴承间垫片的厚度，用于调整平行度。调整垫片厚度，确保电机的负荷均匀的分配到电机支承上。使用的垫片厚度差最大 0.05mm。松开 4 个电机对中的顶丝以及电机和支承的连接螺栓，用 4 个顶丝顶升电机，在电机支撑面上的固定螺栓间插入选择好的垫片，退回顶丝下降电机，检查所有垫片都压实。临时紧固电机固定螺栓，检查平行度，公差。

调整电机泵组的同心度，在中间节上安装特殊对中工

具，并用螺栓和垫圈固定，在特殊对中工具上安装百分表支架，在支架杆上安装百分表，使百分表触头接触电机半联轴节。转动特殊对中工具和电机转子，在 8 个点记录百分表的读数。必要时，松开电机固定螺栓后用 4 个顶丝重新调整电机泵组的对中，用百分表监测位移，紧固对中顶丝到 100Nm。操作过程中平行度调整和同心度调整可交替进行。同心度最大公差为 0.012 5mm。

4.2.4 稳压器的安装

稳压器是用于稳定和调整反应堆冷却剂工作压力的设备。在工作状态下，稳压器内的介质（蒸汽和水）保持着两相平衡的饱和状态。调节介质的温度即能控制稳压器内的压力。

稳压器由焊在底部封头上的圆筒形裙座来支承，裙座的连接法兰盘用 24 只螺栓固定在底板上。在稳压器相应的高度上安装有横向支撑，以减轻一旦发生地震或稳压器的接管破裂时能限制稳压器横向运动。机组在运行时它能允许稳压器轴向和径向热膨胀。

底封头上共安装有 60 根电加热器，加热器通过底封头插入容器内，而且以封头轴线为圆心呈同心圆分布。

波动管线接管位于底部封头的中心，波动管的另一端与反应堆冷却剂系统的一环路热段相连接。

在顶部封头上设置有人孔，使用专用工具来打开和关闭人孔。

主要安装技术参数：质量 79t；最大外径 2350mm；总体高度 12 846mm；安装基础标高 12 000mm。

其安装工作包括引入、翻转、就位等，过程与蒸汽发生器较为类似。

4.2.5 主回路系统管道安装和焊接

主回路系统管道包括反应堆主冷却剂管道（热段、冷段、 40° 弯头、过渡段）和波动管，由 3 个并联环路构成，每一个环路连接压力容器、蒸汽发生器和主泵，其中一个环路的热段由波动管道与稳压器相连接。

主冷却剂管道分为：热段——压力容器至蒸汽发生器的管道；冷段——主泵至压力容器的管道；过渡段——蒸汽发生器至主泵的管道。

主冷却剂管道为大直径、大厚度的超低碳不锈钢管道，每个环路有 8 个现场焊口，总计 24 个焊口；波动管有 6 个现场焊口。这些焊口均采用 TIG+SMAW 焊接方法予以实施。主冷却剂管道、波动管布置及焊口和焊接顺序有明确规定。

主回路系统管道安装焊接工艺流程：

主回路系统管道包括：主冷却剂系统管道的热段、冷段、过渡段，以及稳压器与热段相连的波动管。该系统管道施工逻辑性强，必须严格控制主回路系统管道每一个焊口的施工顺序，确保施工质量和进度。

每个焊口均采取 2 名焊工对称施焊，采用 TIG+SMAW 组合焊工艺，TIG 焊接时管内壁充氩保护。手工电弧焊缝厚度达到约 15mm 后，作内表面打磨，100% 焊缝完成后进行外表面打磨。为有效控制焊接过程的焊缝收缩与变形，需在焊接工艺上采取对应措施，还需在施焊过程中随时测量与监控，及时调整工艺措施和施焊顺序，以最终达到安装的技术条件要求。

焊接变形监测通常采用布放百分表测量管道的径向位移、预打焊冲眼监测管道的纵向收缩变形和测量监控的方法来控制。泵壳吊装示意图见图 3.5-27。

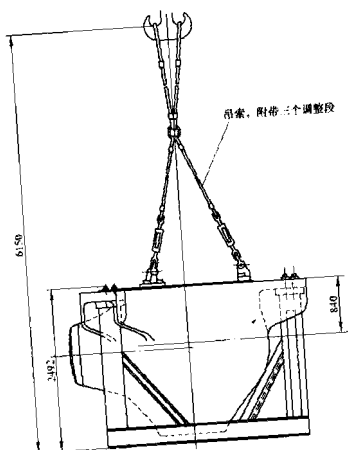


图 3.5-27 泵壳吊装示意

4.2.6 堆内构件安装

4.2.6 堆内构件安装

堆内构件是指在反应堆压力容器内除燃料组件及其相关组件以外的所有其他结构件，从结构上可以分为上部构件和下部构件（见图 3.5-28）。用于支撑反应堆核燃料组件，为控制棒束导向和反应堆冷却剂提供流量通道以及进行流量分配，使一回路冷却剂水均匀通过核燃料组件，同时将核燃料裂变产生的热量带出堆芯传递给蒸汽发生器。

堆内构件主要技术参数如下:

上部堆内构件：总高度为 7772.4mm，最大直径为 3915mm，总质量 47.1t。

下部堆内构件:总高度为 10 216.72mm,最大直径为 3915mm,总质量 88t。

堆内构件安装工艺流程见图 3.5-29。

4.3 辅助管道安装

核岛辅助管道安装在核岛安装工程中占有重要地位,包括了核岛厂房及其他厂房的辅助管道和主蒸汽管道、给水管道的安装,囊括了除主回路管道和仪表管道外所有的 RCC-M 级别和非 RCC-M 级别管道及相应支架的安装,占核岛安装工程总量的 38.2%。施工工程量较大,工期长,施工难度大,技术要求严格,质量要求高,工序复杂,施工的系统性特别强,施工范围几乎遍布核岛及相应厂房的每个区域和房间。

核岛辅助管道安装可分为支架安装, 管道安装和阀门安装。

4.3.1 支架安装

4.3.1 支架安装

核岛辅助管道支架数量多,近4万个,质量大,支架总质量约2000t,最大的支架质量达20多t。核岛辅助管道安装是从支架安装开始的,有的支架需要在到冷态功能试验后,热态功能试验前,才能最终调整完成,历时近30个月。

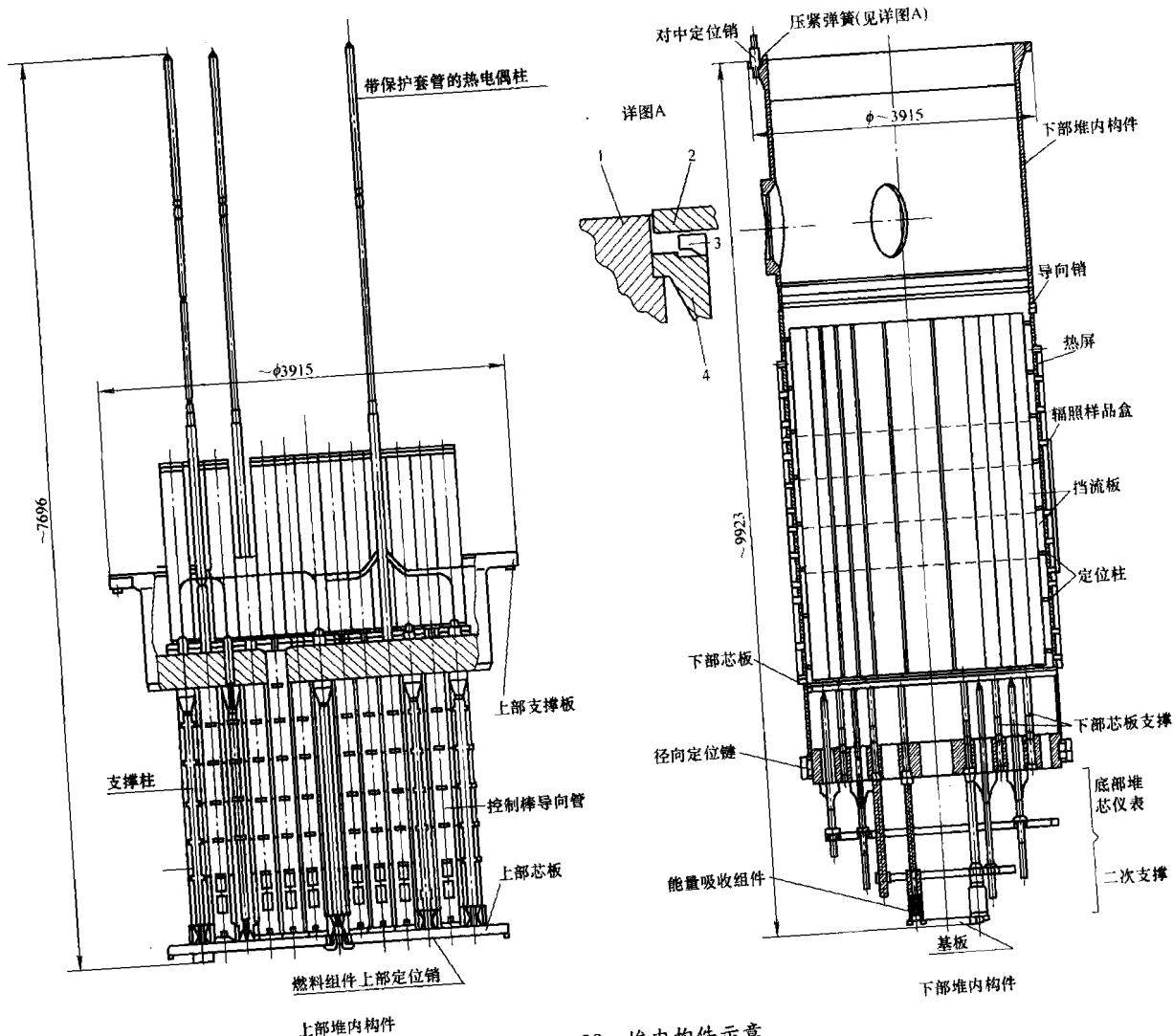


图 3.5-28 堆内构件示意

图 3.5-28 堆内构件示意

1—压力容器；2—上部堆内构件；3—压紧弹簧；4—下部堆内构件

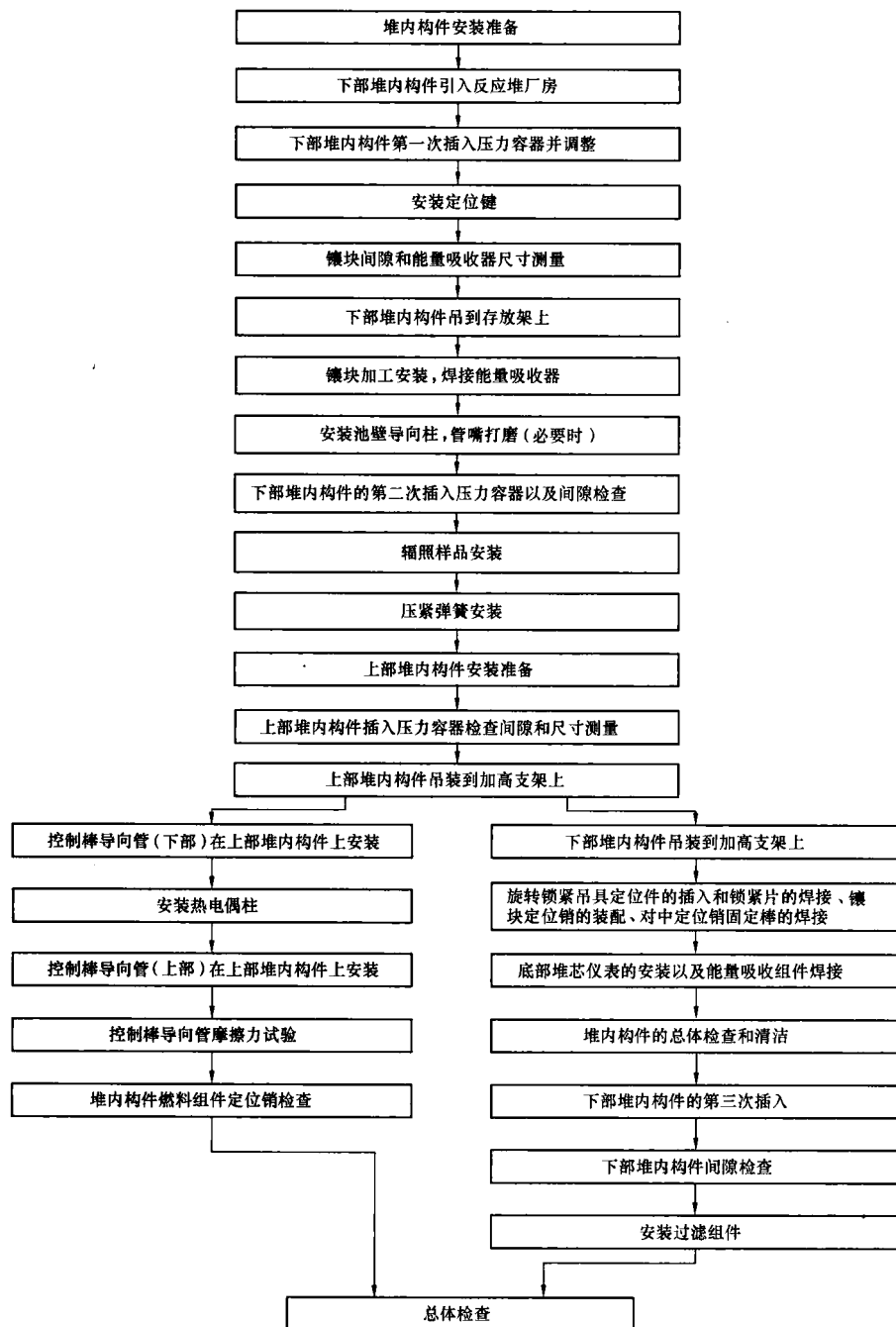


图 3.5-29 堆内构件安装工艺流程

支架的功能主要通过第二级支架来实现, 主要有如下 5 种功能: 固定功能; 刚性限位和导向功能; 柔性限位功能; 减振功能; 可变和恒定负荷支承功能。

4.3.2 管道安装

核岛各类辅助管道共计约 12 万 m, 包括不锈钢管道、碳钢管道、铜管、衬胶管道、钢芯混凝土管道、玻璃钢管道的安装。焊口约 103 500 个 (包括 RCC-M 1 级焊口), 法兰连接口约 7050 个。

辅助管道安装的基本工序:

检查先决条件 (图纸、程序、控制文件、工作文件清单、安装物项领取等) → 放线 (管道或支架和厂房内支架预埋板位置检查) → 一阶段支架就位/安装 → 管段和部件/模拟件就位、组装 (包括管内清洁检查) / 二阶段支架就位 → 管段焊接/其他形式连接及调整 → 二阶段支架调整 (支架限位件安装) → 重力水/高压水冲洗 → 完善试压回路 (保留项目除外) → 回路符合性检查 (包括质保数据包文件) → 试验 →

回路恢复和完善 → 移交 (包括交工资料)。

4.3.3 核岛阀门的安装

阀门种类多, 供应商多; 数量多, 约 14 000 多个阀门; 核岛房间多, 设计紧凑, 阀门布置密集且定位严格; 分级复杂, 阀门本身的设计、制造、搬运、安装、调整及维修都有不同的要求; 阀门除按其结构和功能分类外, 还按阀门的供应商分类, 阀门的安装、调整、维修都必须遵循厂家提供的运行维护手册; 为了防辐射和操作的方便, 设计了 412 套不同类型的远程控制机构; 供应商配备了大量的阀门吊装运输、安装、维修、调整和实验的工机具; 机构专门化, 为了达到核电厂阀门的安装、调整、维修的技术要求, 必须建立阀门的专业化队伍 (安装过程中专门设置有阀门分队)。

4.4 通风保温工程

4.4.1 耐火风管施工

核电厂由于安全运行的需要, 对于部分通风系统要求在

其管线所经过房间发生火灾情况下,在一定的时间内,这些通风系统不能被火烧变形或破坏,必须具有足够的耐火强度,以保证系统的正常运行。由于金属风管无法达到这一要求,所以必须选用一种特殊耐火材料来制作这些风管。

耐火风管采用的材料为 PROMATECT L500 型的耐火板,其主要成分为硅酸钙,不含石棉,密度约为 550kg/m^3 ,质脆易碎,具有较好的防水性能,防霉防蛀,绝热系数小,隔热性能良好,规格为 $3000\text{mm}\times 1200\text{mm}$ 。厚度根据耐火时间确定:耐火 1.5h 板厚为 35mm,耐火 2h 板厚为 52mm。

辅助材料有:用于固定风管的肘钉(骑马钉),规格依据固定厚度不同而定,用于密封结合面的 PROMACOL S 型密封填料。

由于板材较厚,它的成型和连接不可能采用常规方法。

标准直管段按截面尺寸将组成管段的 4 个面分别下出相应尺寸的板料,标准长度为 1200mm,然后按尺寸拼装成矩形风管,但相邻两块板的端部不能平齐,而是相互错开 600mm,相邻两个面的搭接采用肘钉固定,并在结合面涂抹密封填料,以保证密封效果。下一节管段与这节管段是承插对接方式,这种方式不仅比传统的端部平齐管段连接方式速度快、强度好,而且节省材料,减少占用空间。

对于耐火风管与防火阀门的连接,由于无法采用承插连接的方式,便先根据管径用 1.2mm 镀锌板制作一段衬管,并在一端咬接一个 40 或 50mm 宽的同种材料的法兰边。将衬管无法兰边一端插入准备与防火阀连接的耐火风管内(耐火风管此端平齐),将衬管与耐火风管用特种铆钉或螺栓连接,然后将耐火风管和防火阀的法兰用螺栓连接。最后,在法兰连接处的外表面用耐火板作好耐火保护。

由于耐火风管总体质量较大,所以支架的选择和定位就显得十分重要。设计中分别采用了固定支架和活动支架。对于水平管固定支架,采用角钢焊接制作,将耐火风管和支架用螺栓连接,确保支架和风管之间的固定。对于水平管活动支架,采用槽钢做横担,螺杆做吊杆组成吊架形式。对于垂直管的支架则是首先用槽钢制作一个中间孔径和耐火风管外径相同的支架,然后在支架位置的耐火风管外表面用骑马钉固定一条 200mm 宽的环行加固带,并将加固带和风管用螺栓连接。最后对固定支架还要用相应厚度的耐火板制作支架保护。

在风管达到一定长度后,还要设计相应的伸缩段。伸缩段设计采用一种软性的陶瓷棉连接两段相距 150mm 的耐火管,陶瓷棉与耐火板采用硅胶进行粘接,在耐火板的一端内用螺栓连接一段镀锌板制作的导板。

4.4.2 保温工程

核岛保温工程包括主回路管道和设备、辅助回路管道和设备的保温,共涉及 52 个系统,174 个分系统。

核岛保温工程的特点是材料的品种、数量繁多,保温形式多样,加工比较复杂。管道、设备的保温根据工艺要求的不同,分为冷保温、热保温和伴热保温;根据保温结构的不同又分为永久性保温、单壁可拆卸和双壁可拆卸保温。

根据技术要求,凡有在役检查的焊缝、部件,全部采用可拆卸保温盒的形式进行保温。每一个可拆卸保温盒必须依据现场实际的尺寸测量结果,由实测人员现场合理地设计保温盒的形状并确定尺寸。因工艺管道、设备的布置设计紧凑、施工空间狭窄,为方便保温盒的拆卸,每个双壁盒都要由多瓣盒体组成,增大了预制工作的难度。

4.5 电仪系统安装

电仪系统安装主要工作范围分为以下六个部分:

(1) 电缆路径安装。主、次电缆托盘支架及金属构件的现场预制、安装,主、次托盘及其盖板的安装,阻火墙的安装和封堵,机械保护件的安装,保护通道隔离件安装,电气防火保护安装。

(2) 接地系统安装。电气接地、电子接地等的安装。

(3) 电气设备安装。电气柜、开关盘、控制柜、蓄电池等的安装及设备内部接线,电气部件(开关、按钮、指示灯、记录仪、电源模件等)的安装,电气连接箱、盒预制/装配和安装。

(4) 电缆工程。电缆敷设,绝缘检查,终端制作与连接,对线检查和耐压试验。

(5) 火警探测、照明、通信系统(简称 IED)安装。

(6) 仪表安装工作。仪表框架、仪表管支架的现场预制和安装,仪表管的焊接,RT 检查,水压/气压试验,仪表及设备、仪表控制阀的安装等。

4.5.1 防火墙封堵

核岛安装工程的开孔类型有:机械开孔、电气开孔、特殊防火系统开孔及安全入口。电气开孔的数量在这些开孔中占有较大的比重,电气开孔的作用主要是为了保证核岛电气系统能够相互联系,以及电气工程的操作安装的顺利进行。

电气开孔的封堵也通称为电气防火墙的封堵,核岛电气防火墙封堵的面积约为 1900m^2 。防火墙封堵类型设计有矿棉封堵、生物封堵、水密封堵 3 种。

电气防火墙封堵的主要作用是:

防火功能:防止火灾等事故的扩大蔓延。

水密功能:可防止带有一定的温度、一定的放射性、一定的化学成分的水从一个房间经过电气开孔流到另一个房间。

气密功能:防止蒸汽或放射性的有害气体蔓延。

生物防护功能:有效地抵抗局部开孔产生的剂量辐射的扩散。

4.5.1.1 封堵材料。

用于矿棉封堵的材料有矿棉袋、灰浆、防火涂料(A 和 K)等;用于 MCT 水密封堵的材料有模块、润滑剂、分隔板、MCT 配件等;用于生物封堵的材料:75 号硅胶水、硅斜纹布、铅泡沫、膨胀螺栓等。

矿棉袋:以聚乙烯袋内装矿棉做成的,矿棉袋内留有空间,具有弯曲特性。

灰浆:不含有毒成分,不含有纤维成分,有低导热性,耐热冲击的程度高,防破裂,干燥时硬度小,较易敲开,加水调和,同时有低热放出。

防火涂料:由含热塑成分的树脂,纤维成分,填充料和染料组成的无机防火材料。

MCT 封堵模块:是为 MCT 防火墙设计的一种橡胶模块,其成分是聚苯乙烯和其他化学成分。这种模块的厚度为 60mm,在模块的截面上和内孔表面铸有尺寸,以便于封堵安装时选用,制造时模块为半块,一根电缆需两个半块。具有防火、水密、气密、抗压力、抗爆炸、耐辐射、耐热循环、抗老化、耐震动、耐电缆升温、抗噪音和防腐性能。

润滑剂:润滑剂的作用是便于 MCT 的安装,涂抹于 MCT 模块上,在紧固时,使模块受到机械压力能保持均衡。

MCT 配件:与 MCT 模块配套使用的材料,如分隔板、压紧板、末端封堵块等材料。

75 号硅胶水:一种白色胶状流体,是筒装全封闭的胶水,使用时用特制的喷枪进行挤压,喷出的胶水涂在斜纹布粗糙面或需要密封的缝隙处。具有水密、气密功能,可承受

0~200℃的温度。

硅斜纹布：一种防火材料，具有水密、气密、耐火、可承受1300℃的高温。

铅泡沫：由铅溶液和硅溶液加其他化学成分经过调配而得的混合物，其密度的变化是1~5g/cm³之间，在生物封堵中，该产品的密度为2.5g/cm³，具有防辐射、300%膨胀系数、凝固后再刺穿后能快速密合等特性。

4.5.1.2 封堵技术要求。

防火墙的气密性所设计的要求参数是：在50mm水柱的压差下，堵塞后的渗漏不得超过5m³/h×m²（标准状况，即在绝对压力为1×10⁵Pa和温度为20℃时）。

防火墙的水密性设计的要求是：在2m水柱压力下保证不渗漏。

防火墙的防火性能设计的要求是参数达到2h的防火能力。

防火墙的电离抗辐射是5×10⁷rad。

堵塞材料的密度必须等于或高于混凝土，它只适于位于贴近房间，楼面标高在不足2m处的墙上开孔中使用。

能够在电缆重量影响和地震影响下，其结构稳定。

能够在对电缆网格进行维修操作时，可以不损坏电缆就容易拆除。

4.5.1.3 防火墙封堵的步骤和方法。

上述3种防火墙封堵方法均可分为3个步骤：矿棉防火墙（填塞矿棉袋→涂抹灰浆→喷射/涂抹防火涂料）；水密（MCT）防火墙（清洁框架、选择封堵模块和分隔板→安装封堵模块和分隔板→末端模块和压紧板的安装和紧固）；生物防火墙（安装框架、外壳→封实周围的缝隙、准备并注射调制好的铅泡沫→修整表面、并安装硅斜纹织物）。

（1）矿棉防火墙（占总封堵面积的90%）封堵方法。

1）矿棉袋填塞。水平防火墙：水平防火墙填塞方法以分层填实，层与层之间的矿棉袋压成90°，从矿棉袋的最高表面到防火墙的第二层混凝土墙或框架表面之间，应留灰浆涂层的预留空间。

垂直防火墙：将矿棉袋填塞在防火墙网格中，在电缆层，电缆束之间必须塞实，矿棉袋不出网格。

圆孔防火墙：圆孔防火墙的空间较小，无网格，填塞后的矿棉袋应具有较好的稳固性，电缆与电缆之间和电缆与圆孔之间填塞必须均匀、密实、无缝隙。

2）灰浆的涂抹。拌制：将拌制好的灰浆，灌注到防火墙中。第1层的灌注必须使灰浆具有完全的流动性。当第一层灰浆趋于凝固时，约3h后，可以灌注第2层灰浆，灰浆的总厚度为30mm，表面应平整的。

3）防火涂料的涂抹/喷注。防火涂料产品的涂抹/喷注施工前，需要清洁现场，将油物灰尘清洁干净，防火涂料干燥时的厚度要求达到4~5mm，因此喷涂时厚度则应达到8~9mm，涂抹/喷注后的防火涂料必须静置干燥，等其基本干燥（大约1~2天），每次涂抹/喷注厚度不宜超过2mm，分4~5次喷注。

为防止喷注到防火墙以外的清洁墙面及其他设备，在喷注前应以胶带粘贴于防火墙的边缘，以塑料薄膜覆盖就近的设备，喷抹完成后拆除胶带，完工后以塑料薄膜覆盖防火涂料表面，并清洁现场。

（2）水密防火墙封堵方法。用吸尘器或布将防火墙框架的尘土杂物清除干净→测量电缆的外径→合理布局电缆根数→选择适当的模块→在选好的模块上涂润滑剂，用模块将电缆扣好→安装分隔板→将末端模块及压紧板放置在顶端，用扳手紧固→清除逸出的润滑剂→清洁现场。

（3）生物防火墙封堵方法。按照防辐射要求，根据各个房间内所产生的剂量多少用不同的颜色对其进行标识。

无色房间：表示无剂量辐射，在房内工作可以不受时间限制，为安全的房间；

绿色房间：表示有轻微的剂量辐射，其剂量率为0.0075~0.025mSv/h。

黄色房间：其剂量率为0.025~2mSv/h。

橙色房间：其剂量率为2~100mSv/h。

红色房间：其剂量率为100mSv/h以上。

为了有效地控制各区域房间的辐射剂量率在其各自的允许范围之内，并有效地控制危险房间的辐射剂量流入扩散到安全房间或低辐射房间内，在这些房间界定的墙面或楼面上，对其开孔设计采取了生物封堵形式来达到上述目的。

生物防护封堵是采用了特殊的铅泡沫来阻抗剂量的穿透和扩散。它的有关性能已在试验中得到确认，它的阻抗辐射剂量的能力是钢筋混凝土的阻抗辐射剂量能力的140%。

生物防火墙主要是介于辐射剂量最大的红色房间与橙色、黄色、绿色及无色房间之间的开孔，生物防火墙封堵有材料供应厂商负责材料的配比及施工技术指导，施工队配合安装生物封堵的其他工作。

根据生物防火墙及附近的安装物项，制作出适合的镀锌铁皮，以安装膨胀螺栓方式将镀锌铁皮固定在防火墙墙面，如墙面面积较大，应考虑安装加强筋。在外壳四周及有缝隙的地方，贴一种特殊的胶带。调配搅拌好铅泡沫，铅泡沫经过由高压力的泵将铅泡沫注射到防火墙内。在防火墙两个表面上粘硅酮斜纹布，由75#硅胶水粘合。其封堵方法如图3.5-30所示。

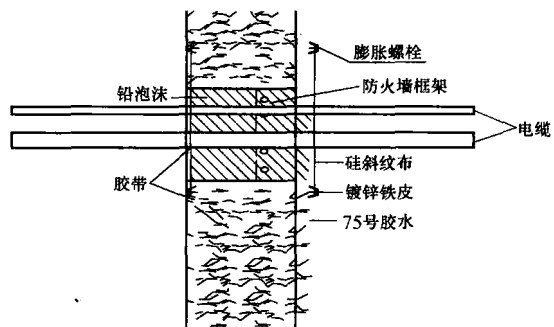


图 3.5-30 生物防火墙封堵方法示意

第6章 业主(或项目公司)的施工管理

1 现场施工阶段总体协调与管理

1.1 施工阶段所管辖的工程范围

从施工管理的连续性和完整性角度看,现场施工阶段应该包括前期土石方工程、海域工程和场地平整,但这些土建工程的管理与常规电厂建设管理基本雷同;而核电厂主体工程的建安施工,尤其是核岛的建安施工管理,具有一定特点,是核电厂建造中施工阶段的工作重点。

施工阶段管辖的工程范围按工程性质可分为如下几类:

- (1) 土石方工程和现场场地平整——包括护坡、截洪排洪沟等。
- (2) 海域工程(滨海核电厂)——包括取排水构筑物、防波堤、护岸、码头。
- (3) 电厂辅助建筑工程——办公楼、水厂、水库、道路、宿舍楼等。
- (4) 核电厂主体土建工程——包括核岛、常规岛和 BOP 厂房。
- (5) 核电厂主体安装工程——包括核岛、常规岛和 BOP 厂房内的机电设备安装。

1.2 现场施工管理的组织

在核电厂建造过程中如何管理现场施工,在国际原子能机构的规范和文件中及我国国家核安全局颁发的“重要核设备安全监督管理条例”中并无详细描述或具体的规定。世界上核电机组建得最多的美国,业主对核电厂建造中的施工管理模式也不尽相同;而国内田湾核电厂、秦山二期核电厂和岭澳一期核电厂,其建造过程中业主确定的管理模式则各有特色,现场施工管理及组织方式的差异主要取决于业主、工程(管理)公司或工程监理公司的分工以及业主要求跟踪监督的深度。

下面介绍某核电工程现场施工管理机构实例,见图 3.6-1。

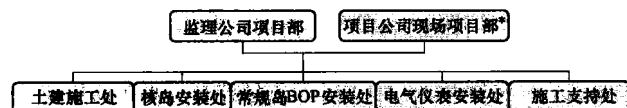


图 3.6-1 现场施工管理机构实例

* 或业主公司施工经(管)理部。

由图可见该工程的现场施工管理按专业组织进行,土建施工处对口主体工程施工承包商,核岛安装处和常规岛 BOP 安装处分别对口上述两个安装承包商,电气仪表安装处负责全部电气仪表安装跟踪监督,而施工支持处则负责焊接、油漆、钝化、工程测量等方面的监管。对于主体工程以外的工程施工,由业主委托其他专业性的工程监理公司进行监理。

国内核电厂的建设已经历了 20 余年,由于建造数量较少总体上仍处于起步阶段,以往的经验尚未形成一套完全规范化的现场施工管理模式;随着核电的发展,建造技术的日

臻成熟,工程管理(或监理)公司监管经验的积累结合中国发展特色的施工管理模式必将形成。

1.3 现场施工管理的职责范围

现场施工项目的招标书技术准备、参与现场施工项目的招投标和合同谈判及签约等系列工作可以纳入现场施工管理的范围,也可以交由其他部门负责,但所有现场施工合同的执行则肯定是项目公司现场项目经理部的主要任务。

对现场施工承包商管理的主要职责范围如下:

- (1) 制定施工现场各类管理程序并分发承包商,监督执行、落实。
- (2) 协调、催促施工图纸与相关设备的供应。
- (3) 监督施工承包商内部组织管理的有效性。
- (4) 负责施工质量的检查与验收。
- (5) 负责施工合同的进度管理监督跟踪三级进度计划的落实。
- (6) 负责主体工程施工、安装合同间的接口协调。
- (7) 负责施工过程中不符合项现场设计变更处理的技术协调。
- (8) 负责所有安装工程和调试活动之间计划和技术协调。
- (9) 负责施工现场的安全和环境的全面管理与监督。
- (10) 参与施工合同商务事务中相关技术问题的处理等。
- (11) 协助业主进行各厂房、系统的移交以及最终竣工验收。

1.4 监督施工合同商内部组织管理的有效性

在核电厂建造中业主对施工合同商的监管力度,主要取决于 3 个方面:施工合同的技术含量、业主的管理能力及施工合同商的经验和能力。

业主对核电厂主体施工合同的管理,除了要组织专项的施工组织设计审查外,合同签订后至施工正式开工前的 6~12 个月施工准备期也需给予高度关注。主要监督如下内容:

- (1) 人力动员计划的编制和审查,主要是关键岗位工程技术人员和技术工人的配置来源。
- (2) 各类人员培训计划的编制和实施,严格执行持证上岗制度。
- (3) 施工机具采购计划的编制和实施。
- (4) 施工合同商自行采购的永久性消耗品和施工器材物资采购计划的编制和实施。
- (5) 工作临建和生活临建的准备。
- (6) 施工合同商质量保证大纲的准备。
- (7) 施工合同商内部管理程序和外部接口程序的编制和有效执行。
- (8) 施工合同商内部管理体系运作的有效性。

1.5 现场施工阶段的总体协调

现场施工阶段的总体协调是指业主的施工经理部对施工合同商的垂直纵向的工程协调管理,对不同的施工合同和施

施工合同商尽管其合同内容不同、技术要求也不同,但对施工合同商的管理原则和协调机制是基本相同的。纵向的工程协调管理通常以每周、月度协调会议和会议纪要的形式来实现。

对于跨承包商和跨专业的工作事项的协调,通常要组织专项工作协调会。这些专项协调会通常是以现场施工经理部为主组织的相关的施工合同商都需派领导和主管工程师参加,如:

- (1) 大件吊装委员会。
- (2) 施工组织设计审查会。
- (3) 冷试协调委员会。
- (4) 环吊使用协调周会等。
- (5) 安装和土建施工接口协调周会。
- (6) 工程管理软件审查会。

以环吊使用协调会为例,可以看到协调工作的重要性。在反应堆厂房内,可能有一家土建合同商和两家安装合同商在施工,都要使用环吊,各施工单位的起重作业时间重叠较多。为此,由项目公司来主持召开环吊协调周例会,用书面会议纪要的形式来确认各施工合同商的环吊使用窗口时间计划。必要时环吊进行二班倒作业,以确保施工的需要。

2 项目施工管理

项目施工管理是项目管理公司受业主委托,为项目业主提供的重要业务与服务范围,代表业主对整个核电工程项目在施工实施阶段质量、进度、投资、技术、安全、环境等方面进行的全面监督、协调与管理,不但要承担核电工程建设施工监理的全部责任与义务,而且对核电项目的现场实施负总体责任,负责管理、协调除了调试启动与生产准备以外的施工现场所有参与施工承包商的一切活动。

2.1 项目施工管理的准备工作

2.1.1 承包商的选择

(1) 资质与经验的要求。核电厂的建设要求选择有相关土建施工、设备安装的承包商来完成,故首先要从质量保证、技术、商务三方面对潜在投标商资格进行独立评审。质量保证方面评审投标商的质量保证体系及其贯彻执行情况;技术方面主要评审投标商的技术能力、同类工程业绩、保养维修服务等;商务方面评审投标商的财务状况、商业信誉等。任何一方面评审为不合格者,则取消该投标商资格。

(2) 择优选择承包商。由于核电厂在中国的建设仅仅经历了20多年,并未如建筑行业中常规工程具有非常庞大的建设队伍和技术力量,所以对满足核电工程建设质保与相关资质要求的承包商数量有限。鉴于核电厂工程有核安全要求、并具有复杂性和技术密集性等特点,所以,有核电工程施工相关经验的承包商往往优先被邀请参与建安工程投标。按照建设工程招投标法的要求,通过公平、公正、公开的评标原则,选择信誉优良、质保体系完善、技术力量雄厚、投标价格合理、有核电工程施工经验的建安承包商。

(3) 分包商的选择。核电厂的建安工程需要土建、安装承包商采购大量的设备、砂石、水泥、钢材、各种材质的管道、电缆和各类小型工、器具。而上述设备与材料的选择与核电厂工程安全、质量直接有关,因此,承包商的分包供应商同样必须按照核电厂质量保证体系要求,作资格预审和原地考察,通过招评标办法,择优选取有过核电工程供货经验、产品质量优良的分包供应商。

2.1.2 施工组织设计评审

施工承包商在开工前编制详细的施工组织设计,施工管理部门组织有经验的各方专家进行评估审查,重点检查承包商的质量保证(QA)与质量控制(QC)的有效性,人力配备与培训、设备机具动员情况,材料采购准备情况,生活、生产临建的规划与建设准备情况,安全管理与控制的有效性和施工三级进度编排的合理性等。

例如,在核岛安装开工前,施工管理部门要求承包商编制施工组织设计文件,包括《综合工程管理》、《技术管理》、《质量管理》、《典型施工方法》和《大型设备吊装运输》卷等,全面阐述施工组织设计说明、工程概况、工程组织、人力动员及培训、工程计划及报告、施工管理计算机网络系统、工程技术及协调、工程难点分析及措施、工程分包及管理、自主化施工、现场临建工程计划及安排、安全与保卫等。通过有国内核电主管部门和国内有关单位参加的施工组织设计审查会议,提出中肯意见,根据专家的评审意见,承包商对施工组织设计进行补充与完善后实施。

此外,当承包商在执行合同过程中出现困难和问题时,同样采用评估会的形式,在承包商自评估的基础上,双方工作层经过充分讨论,找出当前存在的薄弱环节,并提出相应的纠正措施。经由施工管理与承包商双方高层领导参加的会议,听取工作层汇报,对存在的分歧或不同意见,经过讨论,作出决定,会后认真贯彻执行。

2.2 项目施工管理控制体系

在工程项目管理中经常强调提到质量、进度和投资三大控制,但是,在核电厂工程的项目施工管理过程中,必须把技术和安全环境也提到与三大控制一样的高度来认识和实施,上述五大控制必须贯穿于核电工程项目实施的由始至终,特别应强调重视过程控制。

2.2.1 质量控制

2.2.1.1 质量控制体系

按照国家核安全法规的要求,项目管理公司需要代表业主公司,编制《质量保证大纲》,建立整个工程建设的质量保证体系。根据质量保证大纲的要求,质量控制贯穿到设计、制造、施工及调试等全过程中,而施工阶段更是质量控制的重要环节。

因此,在核电厂建安实施阶段,项目施工管理必须建立一整套质量保证与质量控制体系;通过合同条款,要求建安承包商制定并严格执行一级QA、二级QC制度,同时进行监督、检查,以确保其运作的有效性。所以,核电厂建安阶段的质量保证、监督体系通常包含政府监督、代表业主的项目管理公司质量保证、施工管理质量控制与承包商质量保证、施工承包商质量控制等4个层次。

质量控制体系的分级控制如下:

第一级——国家核安全当局(NNSA)派出机构的核安全监管体系。

第二级——项目管理公司(代表业主)的质量保证体系。

第三级——施工管理部门的质量控制体系与承包商的质量保证体系。

第四级——承包商现场施工二级质量控制体系。分级控制体系由高至低实行金字塔式逐级控制。

2.2.1.2 质量控制的重点

按照施工阶段质量控制原理,必须实施事前、事中与事后控制,重点是事前控制。例如,在合同框架条件下,以高

标准、严要求的原则合理设定施工质量控制指标——土建施工要求钢筋、混凝土试验合格率为100%；安全壳钢衬里、不锈钢衬里焊接射线检查一次合格率分别为95%和90%以上，二次返修合格率为100%；安装工程物项的一次合格率为95%以上，二次返修合格率为100%，重要物项安装一次合格率为100%。

为实现上述质量目标，必须严格施工组织设计审查，施工管理部门与承包商共同对工程的复杂性作出充分的估计，对可能出现的困难与风险进行反复预测，通过广泛的研究逐一确定施工组织与施工方案。它是在合同基础上对工程顺利实施提供的一个有力保障。

项目管理公司要组织足够人力对施工、安装过程进行全面跟踪，及时审查重要物项施工方案、工作程序与质量计划；及时处理施工承包商提出的设计变更要求与不符合项报告，协调解决措施；及时审核承包商提交的竣工图纸及相应报告，组织业主生产部门进行联合检查，明确遗留项的清理，签署最终验收意见，进行厂房、系统及相应竣工图纸、文件的最终移交。

2.2.2 进度控制

为保证进度计划的按期实现，对进度计划执行提前检查，有预见性、主动地事前控制更加有效。通常提前3个月以上，分析6个月滚动计划安排的施工所需要的设备材料、施工图纸、场地条件是否存在问题，及早催交或采取应变措施，尽量避免赶工措施。

2.2.2.1 多级计划、分级控制

核电厂工程通常实施六级进度计划体系，重要工程活动设定里程碑控制点，实行分级负责、管理与控制。整个进度计划包括前期准备、设计、设备定购、土建施工、安装工程、调试启动直到生产运行各个阶段。

工程一级进度为项目总进度，主要包括设备制造与供应、土建施工、安装施工和调试启动直到商业运行等方面的重要活动内容，是项目业主关注并控制的计划。

工程二级进度为现场各承包商之间以及调试启动之间的接口协调进度，它包含所有关于土建与安装、安装与调试之间交接完成时间，明确上下游之间的逻辑关系，是项目管理公司执行并控制的计划。

工程三级进度为土建或安装承包商的施工活动计划，其编制依据是二级计划，也是合同计划，施工管理部门必须严格管理、控制三级计划。

工程四~六级计划分别为承包商施工的六个月滚动计划、月计划和周计划，此外，根据现场施工的实际情况，需要编制各种专题计划，所有这些计划必须服从上游三级计划。

2.2.2.2 施工进度控制

施工管理部主要负责三~六级进度计划的管理与控制，通常要在合同中明确规定适用的工程进度计划文件，承包商必须编制和执行三~六级进度，通过采用工程量和支付里程碑控制进度，适当规定了关键日期和违约罚款等级。与此同时，实行关键日期和违约罚金制度：根据建安合同工作范围，选择有重要意义和关键路径上的进度目标作为合同关键日期，规定延误罚款等级，越关键和重要目标，惩罚越重。

对承包商实行工程款支付与里程碑挂钩，合同里程碑支付：在合同中规定每月或每季度必须完成的重要施工项目作为合同支付的考核依据。如核岛土建合同达1000多项，常规岛土建500项，核岛安装近1000项，常规岛安装300多项，辅助厂房安装近400项合同里程碑。

施工、安装承包商要建立强有力的施工材料准备和供应的生产车间及管理组织，按照施工上游设计图纸、文件和设备材料供应，严格管理大量设备材料的验收、保存和发放，避免不同质量等级材料早领、错用、乱放、超消耗。

2.2.2.3 计划调整与修改的管理

项目管理公司需要制订进度管理大纲，编制进度控制管理程序，实行分级审批制度。

承包商根据现场的实际情况有时提出需要对进度计划进行调整与修改申请，审查时首先必须分析其修改是否会影响二级计划，即其上、下游的接口活动，调整的基本原则是分析关键路径上的各项活动持续时间，以不影响总体关键路径为前提，选择资源耗费少、影响费用低的活动进行调整，或修改逻辑关系以合理缩短时间，确保工程整体按期或提前完工。

承包商三级进度的修改与调整，必须报项目管理机构的批准。未经批准的现场进度延误，按照合同规定予以经济处罚，故承包商通常提前检查、预计现场进度的进展，及时采取赶工措施以避免处罚；否则必须提前获得管理公司的审查批准。

通过进度控制程序的执行，可以规范设计文件、图纸的催交；规范设备与材料数据库的管理与催交；规范土建和安装的接口管理；规范安装与调试启动的接口管理等活动，避免现场施工计划编排、修改与调整的随意性。

2.2.3 投资控制

在施工管理中抓好招投标、工程量审核与支付控制、变更与索赔控制、工程结算各个环节，特别是根据核电工程的特点重视技术方案对投资的影响以及合同执行过程中变更的索赔处理，使工程项目投资始终控制在预算范围以内。

2.2.3.1 里程碑的控制

在合同中规定工程里程碑完成确认的条件，承包商必须填写里程碑申报书，并附必要的证明文件，经监理工程师检查、签字确认才能予以工程款的支付。

2.2.3.2 工程支付审查

在施工合同中完整准确规定各类工程量和合理单价，明确编码。监理工程师根据设计图纸文件，核查现场实际进展，详细统计各分项工程、各施工阶段的工程量，按月审核承包商提交的完成工程量计算书，作为支付的依据。

2.2.3.3 变更的控制

合同签订后尽量减少变更，若设计变更难免时，在施工现场监督检查隐蔽工程、重要工序的过程中，除了要检查图纸外，更要确保所有涉及的变更都得到有效执行；此外，审查承包商申请的工程进度款项、完工竣工图纸与文件时，重点检查所有变更是否得到实施，确保工程支付与现场的实际完成情况一致性、完工状态与竣工文件的一致性，使施工的实体质量与施工文件的质量控制相结合，真实地反映工程实际情况，确保日后运行、维修阶段的可追溯性。

针对承包商提出的设计变更的索赔，按照合同条款赋予业主方的有利因素，尽可能考虑双赢的处理策略，一方面使工期提前或不受影响，另一方面经济上给予承包商合理的补偿，主要目标是机组能提前或按期投产，自然带来巨大的经济效益。故此，对商务问题的处理，应做到及时而不积压，使承包商与业主方的目标趋向一致，从而既实现工程提前或按期建成的最总目标，又达到投资控制的目的。

2.2.4 技术控制

由于核电厂工程涉及核安全，技术控制尤显重要，在工程的项目施工管理中，技术控制主要体现在以下几个方面：

(1) 建设核电厂往往采用国际上技术成熟、经过多年安全运行检验的堆型,所以,在建设技术标准、规范、设备制造、施工材料等的选取上,都是遵照成熟的、经过检验和质量可靠的、在其他核电厂成功使用过的、核安全有保证的等原则考虑。

(2) 施工中碰到重大的技术问题,如现场施工中出现的的质量问题、不符合项等,在坚持质量第一、不降低质量要求的前提下,技术上要作详细的分析、严格的论证,没有可靠、万全的技术处理方案,绝不贸然行动,故技术决策的正确性显得十分重要。

(3) 在处理技术过程中要充分发挥技术专家的作用,必要时聘请国内外有专长的专家来支持,通过专家论证会或邀请该领域权威的、有实践经验的专家进行研究分析,最终形成处理意见,从而形成正确的、科学的处理方案。反之,可能会带来质量隐患,或者引起进度和投资方面的失控。

(4) 对施工过程中特殊的项目或工序变化,在技术方案选择时一定要经过充分论证,并在具体实施中严密跟踪和监督,确保在技术上万无一失,如筏基厚实大体积混凝土施工、穹顶整体吊装、安装过程冷、热试工序的调整等。

2.2.5 安全控制

核电项目建设涉及核辐射安全,施工现场的安全管理是个极其重要课题,必须采取特殊措施,以区别于一般项目工程的安全管理。在建设全过程,从项目施工管理到各建安承包商,都必须建立健全的安全管理规章制度,明确安全工作责任一把手负责,始终贯彻执行“安全第一、质量第一”的方针,使全体核电建设参与者牢固树立安全意识。

在厂区施工现场及施工准备区域进行严格的环境控制,是确保工程施工三大控制的重要手段,施工管理方必须规划、建造厂区的施工运输通道、工业废弃物集中堆放场以及划一的水、电供应设施,注重道路与边坡的排水通畅,进行必要的绿化,营造文明施工的良好环境。

2.3 施工协调制度

2.3.1 协调会

为了履行施工管理与监理职责、提高工作效率,施工管理部与承包商各管理层间应建立定期会议制度,也与核安全局派出机构的例会,每次会议均以会议纪要形式予以记录与跟踪检查。这些会议主要包括:

- (1) 每月与核安全监督站的监督例会。
- (2) 现场承包商项目经理参加的安全、质量评审会。
- (3) 与承包商的月协调会。
- (4) 每周进度协调会。
- (5) 专题协调会。

此外,对于重大的跨专业、部门、现场多单位横向联合、交叉施工活动,往往需要成立专项协调委员会来加强横向管理,定期召集有关各方举行专题会议,进行进度和接口协调、研究重大问题的处理。

2.3.2 现场接口协调

由于核电厂构造极其复杂、安装的设备与各种系统工程量巨大,往往在狭窄的空间内土建与安装的交叉作业量多,现场协调需要贯穿于整个项目的实施全过程。

2.3.2.1 接口计划

施工三级计划要按照工程二级接口计划,将各承包合同的外部接口条件作出细致的安排,作为合同的附件,对各承包商提出明确的上、下游接口条件要求。例如,土建合同中,依据安装对房间接受的状态描述,明确所有厂房的房间

完工时间、状态,为下游安装的进入提供良好的安装环境;同样,依据调试启动对各系统的状态要求,明确安装完工所有系统的时间、状态以确保调试启动的顺利介入等。

2.3.2.2 动态协调

在核反应堆厂房内,环吊安装调试可用后,往往存在土建收尾、主设备安装、辅助设备安装等多家承包商交叉、叠加作业相互争用环吊的情况,需要施工管理部门出面协调,在各承包商每周提交环吊使用计划的基础上,每天制定次日24h环吊使用计划并监督执行。此外,在同一作业区往往存在各家焊接探伤使用放射源的情况,必须在时间上作出协调,防止误照射事故发生。

2.3.2.3 接口程序化管理

在厂房的房间移交管理中,制定相关的管理程序,明确责任与边界范围、已完工程的保护、照明与清洁等具体要求,避免返回房间作业时出现问题承包商互相扯皮,互相推诿。例如,土建将房间交给安装时对房间状况记录清楚,安装介入工作,需要保护好土建已完工程;最后土建需要返回房间消缺时,必须办理相关手续,并负责对安装已完工程的保护,直到房间移交业主。

3 设计、供应与施工的接口管理

核电厂建造中设计、供应与施工的接口管理,不仅包括核电厂建造中设计图纸文件和设备器材的供应对现场施工的影响及其协调,还应包括施工合同与设计合同中有关施工设计的分工,以及现场修改设计的授权范围。而供货合同与现场施工管理的接口除供货计划外,还应包括供货不符合项的现场处理。此外,现场施工管理部与调试和生产部门也有外部接口。简述如下:

3.1 设计图纸文件和设备器材供应与施工的接口管理

对核电厂核岛、常规岛和BOP主体土建工程而言,设计图纸文件的供应是土建施工的上游文件;而设备器材的供应方面,除了设备基座的预埋件可能是由供应合同提供外,其他的土建施工用器材设备都是由土建施工合同商自购,接口关系相对较为简单。但对于核岛、常规岛和BOP主体安装工程而言,除了设计图纸文件的供应外,安装的设备器材及所用的专用工具绝大部分是由供应合同商提供的。

在设计图纸文件和设备器材供应与施工的接口管理方面,安装的管理比土建施工复杂。以核岛安装工程为例来讨论设计图纸文件和设备器材供应与施工的接口管理为例,典型的百万千瓦级压水堆核电厂的核岛厂房由154个安装区约1600个带隔离墙的房间组成,每个安装区开工前核岛安装合同商要通知业主进行开工前的“先决条件”检查,这个先决条件检查中除了核岛合同商的人力和施工机具等自身条件外,另一方面要审查该区域开工所必须的图纸文件清单和设备器材清单——这种清单细到安装用的每张图纸和每个零件,检查相关的图纸文件和设备器材供应计划能否满足开工的需要。在核岛供应合同中核岛安装用图纸文件的交付计划是比较详细的,但所安装的设备器材的交付计划除主要设备外都是比较笼统的,因此,在核岛安装开工前,必须逐个区域检查核岛设备器材供货的上游接口条件,根据审查出来存在的问题,可能相应要求供应商调整供应计划。

3.2 施工现场的修改设计接口及其授权

在核电厂建造过程中,不论是核岛、常规岛和BOP土建工程,或是核岛、常规岛和BOP安装工程,因各种原因

产生的现场设计修改是不可避免的。尤其对核岛安装工程,因核岛厂房设备器材的布置密集度比常规岛和BOP高得多,故核岛安装工程所产生的施工现场修改设计比常规岛和BOP安装工程多得多。施工过程中的现场修改设计如不及时处理,必然将影响工程进度。

大量的现场修改设计涉及原设计方对施工单位的现场修改设计授权,这一授权范围没有统一的规定可循,但需要在设计供应合同和建安合同中予以明确。至于现场修改设计所产生的费用,原则上应是按设计、供货、施工、业主各方,谁的责任谁承担。

3.3 土建施工与安装工程的接口问题

土建施工与安装工程的施工接口错误,可能导致局部返工,如不能及时处理也将影响工程进度。这类施工接口的错误出现在核岛居多,主要是:

- (1) 接口图纸本身存在错误。
- (2) 安装施工图与接口图不符。
- (3) 土建施工图与接口图不符。
- (4) 安装施工图与土建施工图上允许误差不同。
- (5) 安装施工结果与安装施工图不符。
- (6) 土建施工结果与土建施工图不符。
- (7) 土建与安装的施工顺序不当导致的返工。

前4种接口问题引起的返工原因都属原设计错误引起,而后3项则是施工不当引起。处理原则有2条:返工对工程进度和费用影响最小者优先返工;对土建施工及安装二个合同商,是谁引起的错误优先考虑由谁返工。

3.4 现场施工向生产部门移交的接口管理

这里所说的生产部门是指运行电厂业主的运行部门、维修部门和技术部门的统称。核电厂的生产部门在业主施工管理部门向业主调试队移交安装完工报告(EESR)前的联合现场检查时开始介入现场施工活动,至系统的隔离移交(TOB)、维修移交(TOM)、临时运行移交(TOTO)直至厂房移交(BHO)5个阶段。

在现场施工向生产移交的5个阶段中,生产部门提出的意见分为2类:

- 1) I类意见,作为以上5个阶段移交由生产部门联合签字验收的先决条件,在生产部门提出意见后的7个工作日必须予以清除。
- 2) II类意见,不作为上述5个阶段移交的签字先决条件,其计划的II类意见尾项清除日期由施工管理部 and 生产部门联合商定,一般不超过2个月。如果II类意见尾项没有达成共识的书面清除期限,则在临时运行移交时II类意见将转为I类意见。

4 重大部件的运输和吊装

核电厂建造中重大部件的定义为:长、宽、高分别大于等于9、3、3m的设备,或总质量大于30t的设备。大件运输和大件吊装作业都是核电厂建造中的重要环节。尤其大件吊装作业需要大型吊机,大件吊装作业又具有相当大的技术风险,一旦发生事故不仅会造成吊机损坏,也会引发设备损坏及土建主体工程损坏,及可能造成重大人员伤亡,进而将会严重影响核电厂的建造进度,因此大件吊装作业在核电厂的建造中通常由专业性的机械起重公司来承担。而大件运输则因需配备大型的专用运输车辆,准备各种专用运输程序和相关的配套机具,大件运输的可能工程风险较大件吊装作业

要小,但也必须做到万无一失,确保被运输设备和运输车辆的安全。核电厂建造中的大件运输公司也通常由专业性的运输公司来承担。

在竞标的前提下选择专业性的起重公司和大件运输公司首先考虑的是尽量减少起重和运输作业的技术风险;降低大件吊装和大件运输的工程费用也是考虑的另外一个因素。特别在议标签订合同的条件,施工合同商在大件吊装和大件运输的分项报价肯定会大幅度提高一个工程中的设备折旧费,漫天要价。而且建安合同商的重型吊机和大型运输车辆的空置率肯定比专业性的起重和运输公司要多;相应的大型吊机和运输车辆的维修费用也肯定高。

典型的百万千瓦级核电厂的大件吊装工程从第一件预埋罐吊装作业开始至最后一件电厂排气筒水平段吊装结束,历时33个月。在大件吊装合同中明确规定,没有业主的书面批准,大吊机不得离开核电厂工地,以防止自然灾害造成道路故障时,影响大吊机返回核电厂工地,从而影响大件吊装作业计划的完成。在这33个月中,共完成大件吊装作业件数为140件,总重量为4723t。其中,核岛安装工程92件、常规岛安装16件、核岛土建32件。最大件为反应堆厂房钢制穹顶,直径37m,高11.5m,总吊重约160t;最终件为发电机定子(全速机组约350t);最长件为常规岛行车主梁,长42.6m,重71.3t;大吊机最大作业半径为105.4m。

在核电厂的建造过程中,对大件吊装作业应注意如下事项:

- (1) 大吊机机型对核电厂厂区总平面布置的影响。
- (2) 签订完整的大件吊装合同。
- (3) 使大吊机和配套的施工机具处于良好的技术状态。
- (4) 作好起重工程师和起重工长的培训。
- (5) 做好起重总作业程序的审定。
- (6) 做好每次起重作业的安全管理。
- (7) 做好每次起重作业的质量管理。
- (8) 组织好多个起重用户需求情况下的专职起重协调指挥机构。
- (9) 坚持对大件引入通道进行事前检查。
- (10) 坚持起重作业前的空吊试验,防止起重作业时发生干涉。
- (11) 做好大吊机作业时的空间安全距离监控,在相关塔吊或建筑物上指派专人用对讲机监控大吊机作业半径范围内无障碍物。
- (12) 大吊机的防雷和接地保护。

核电厂建造中重大部件的运输和常规火电厂及化工工程建设中的重大部件的运输并无本质的区别,以2台百万千瓦级核电厂的建造为例,对重大部件的运输通常需关注的要点如下:

- (1) 重大部件的运输宜单独作为一个分包合同,交给专业的运输合同商承担。
- (2) 运输合同的完整性和严密性。
- (3) 主要运输车辆的配置。2台百万千瓦级核电机组建设中,重大部件运输合同规定高峰期的运输能力需达到800t,配置的主要车辆为400t拖头1台,200t拖头2台,400t平板车1台,200t平板车2台,及其他配套机械设备。
- (4) 根据现场施工计划和重大部件的海运计划制定重大部件的运输作业计划:第1组200t机组,占场作业时间为35个月;第2组200t机组,占场作业时间为30个月;第3组400t机组,占场作业时间为17个月。合同规定这3个机组在作业计划内不得离开现场,以确保现场大件运输的需

要。由于重大部件的海运是由另一个独立的合同承担,重大部件的到货比较集中,海运公司又规定船到码头后3天内必须完成卸货,以确保船只离港,否则业主将承担巨额的船滞港费,故大件运输在货到码头后的作业是十分紧张的。

(5) 重大部件运输的接口管理。

(6) 重大部件的运输程序准备。

(7) 重大部件的运输车辆处于良好的技术状态。

(8) 大件运输合同商的主管工程师及主要技术工人需持证上岗。

5 工程建造期间的政府监督(核安全监督)

5.1 工程建造期间核安全监督的主要任务

根据《中华人民共和国民用核设施安全监督条例》(HAF001),核电厂工程建造期间核安全监督的主要任务是:

(1) 审查所提交的安全资料是否符合实际。

(2) 监督是否按照已批准的设计进行建造。

(3) 监督是否按照已批准的质量保证大纲进行管理。

(4) 监督核电厂的建造是否符合有关核安全法规和建造许可证条件。

5.2 核安全监督管理的组织机构与监督依据

工程建造期间的核安全监督由国家核安全局及国家环保总局地区核与辐射安全监督站(以下简称地区监督站)组织实施。国家核安全局在核安全监督工作中负领导责任,地区监督站作为国家环保总局的派出机构,负责施工建造现场的核安全监督。

国家核安全局及地区监督站实施核安全监督的主要依据是:

(1) 国务院和国家核安全局颁布的核安全法规,主要有《中华人民共和国民用核设施安全监督管理条例》、《中华人民共和国核材料管制条例》、《核电厂事故应急管理条例》、《核电厂厂址选择安全规定》、《核电厂设计安全规定》、《核电厂质量保证安全规定》、《民用核承压设备安全监督管理规定》等。

(2) 国家的与原子能、辐射防护、环境保护、公安、卫生和交通等有关的其他法律与法规。

(3) 许可证规定的条件。

(4) 国家核安全局审查认可或批准的文件,包括安全分析报告(PSAR/FSAR)及其安全评价报告、环境影响报告书、质量保证大纲、调试大纲、核事故应急计划以及其他认可或批准的文件。

(5) 核安全导则和国家核安全局发布的其他有关指令和文件。

5.3 核安全监督的方式

核安全监督一般分为日常监督、核安全例行检查和非例行检查。核安全监督检查的主要方法包括:听取营运单位或承包商的专题汇报、文件检查、现场观察、座谈和访谈、测量或试验等。

例行核安全检查是国家核安全局根据其制定的检查大纲对营运单位在核设施选址、设计、建造、调试、运行、退役各阶段的安全重要活动所进行的有计划的核安全检查。

非例行核安全检查由国家核安全局或地区监督站根据工作需要进行的检查,是对意外的、非计划的异常情况或事件

的响应。非例行核安全检查根据检查项目具体情况,参照例行核安全检查的程序实施。

6 竣工验收

6.1 概述

当土建、安装工作进行到一定阶段时,业主将组织进行竣工验收。根据合同范围划分,施工竣工验收包括土建竣工验收、安装竣工验收和厂房移交3个阶段,土建竣工验收包括土建工程移交证书、遗留项完工证书、分项工程完工证书,并最后提交土建竣工状态报告;安装竣工验收包括符合性检查、安装结束试验、部分、最终和综合安装完工3个阶段。

6.2 土建竣工验收

6.2.1 土建工程移交证书

当某一房间或区域的土建工作基本完成,具备移交安装的条件后,土建承包商提出移交申请,由工程公司、土建承包商、安装承包商共同参与进行土建工程移交。房间或区域的移交需要遵循房间移交计划。

土建工程移交证书是土建工程移交过程的证明文件。在部分土建工程移交给设备安装承包商进行安装之前,工程公司应完成土建工程移交前的检查并填写土建工程移交证书。该证书同时记录了土建承包商必须完成的遗留项,所记录的遗留项分为2类:

I类:在土建工程正式移交给安装承包商之前,土建承包商必须完成的遗留项;

II类:此类遗留项的完成并非是移交给安装承包商的先决条件,土建工程移交给安装承包商之后可以由土建承包商在“重返工作区”期间完成。

土建工程移交检查的内容可以是:一个房间或同一厂房的几个房间、一个区域或同一厂房的几个区域、一个完整的厂房或构筑物。但按照一个房间填写一份土建工程移交证书的原则,每个房间移交前都应填写一份土建工程移交证书。

对有关区域进行土建工程移交检查时,检查的日期由工程公司与土建承包商及安装承包商商定,通常至少应在计划移交日期的一周前进行。工程公司、土建承包商和安装承包商的代表均应参加土建工程移交检查,检查内容包括工程的完工状态并记录所有遗留项。检查应包括二期混凝土工程(属于II类遗留项)、属于土建承包商范围的需要封闭的孔洞与贯穿孔、地面沟道盖板及疏水口与疏水道排水情况、墙壁与天花板的油漆、工程测量标记、属于土建承包商范围的起重搬运装置、通道设施、金属件、门、窗、通风空调、房间清洁状况、临时照明、需要记录的移交前土建工程状态中的其他具体事项。

6.2.2 遗留项完工证书

在遗留项完成后,土建承包商应更新土建工程移交证书,填上各遗留项完工日期和工程负责人的签名。更新后的土建工程移交证书应在下列时间内给项目管理公司送1份副本:

(1) 在所有一类遗留项完成后,土建承包商和工程公司进行的最后一次检查后更新。

(2) 在土建工程移交给安装承包商之后,二类遗留项完成期间定期地更新。

(3) 在申请分项工程完工证书时更新。

分项工程所有土建工程均已办理土建工程移交证书,所

有二类遗留项均已完成,土建承包商应向工程公司申请遗留项完工证书。

6.2.3 分项工程完工证书

(1) 步骤 1。当合同规定的分项工程完工日期来临时,或者当工程公司批准修改的分项工程完工日期来临时,土建承包商应该在该日期两周前请求工程公司对该分项工程进行联合检查。

土建承包商应在联合检查前向工程公司单独提交一份遗留项清单,清单内容包括除土建工程移交证书以外的该分项工程中所有未完成的遗留项,该清单将由工程公司在联合检查期间进行补充和修改并填入遗留项清单中。

(2) 步骤 2。申请分项工程完工证书的先决条件是:

1) 所有与该分项工程有关的土建工程移交证书均已签字;

2) 分项工程遗留项清单中的遗留项均已完成,其中个别遗留项允许承包商做出承诺后在规定的时间内完成;

3) 根据工程公司的意见,与该分项工程相关的其他工作均已完成。

(3) 步骤 3。土建承包商应向工程公司申请分项工程完工证书,并附上土建工程移交证书、遗留项完工证书、在联检中经过修改的分项工程遗留项清单。

(4) 步骤 4。工程公司应审查提交的文件,然后颁发分项工程完工证书或予以拒绝并向土建承包商说明拒绝的理由。

(5) 步骤 5。若遇拒绝,土建承包商应完成拒绝单上列出的所有事项后重新发出新的申请。

6.2.4 施工完工状态报告(ECSR)/安装完工状态报告(EESR)

施工完工状态报告/安装完工状态报告是由承包商编制和出版的,表示某一工程项目业已施工完成的质量文件。前者适用于土石方,土建等工程,后者适用于机电安装工程。承包商在提交完工状态报告以前,必须得到由工程公司施工经理签字的完工证书。报告中的竣工文件必须反映工程项目的实际状态,反映施工期间所发生的一切现场变更。

(1) 完工状态报告的内容。报告由两部分组成,描述部分及在描述部分中各清单所列的文件。

1) 描述部分,包括目录、对已完成工程的说明、遗留工作清单、施工历史摘要(主要施工日期、施工期间的工作条件和遇到的问题)、竣工文件(图纸、程序、技术规范、说明文件)清单、ETF清单、质量计划清单、与规范、标准的一致性、制造报告(有现场预制时)清单、变更文件清单、不符合项报告清单、自行采购的物料及设备文件清单、设备调试文件清单、竣工文件及竣工图(图纸、程序、技术规范、说明文件)清单。

2) 完工状态报告文档,应包括已签署的完工报告描述、所有 ETF 单(或质量计划)及其所有附件、制造报告(有现场预制时)、竣工文件、各种施工记录,不符合项报告、现场变更要求等文件的原件、自行采购的物料及设备文件以及设备调试文件等。

(2) 完工状态报告的移交。承包商在收到完工证书前须向工程公司送交所有文件的竣工版,在送交工程公司签字前至少 1 个月,承包商须将完工状态报告的描述部分的稿本提交项目公司审查。项目公司施工经理或代表根据需要,会同承包商一起进行现场检查及文件检查,包括以下内容:工作是否保质完成;清单内开列的遗留工作是否已全部完成;有关的质量文件和竣工文件(图纸、程序、说明文件等)是否

齐全,正确;文件质量是否符合要求。

(3) 归档要求。施工完工状态报告文档的编制和移交原则上应满足 DA/T28—2002《国家重大建设项目文件归档要求与档案整理规范》、DA/T31—2005《纸质档案数字化技术规范》的要求。

6.3 安装竣工验收

6.3.1 符合性检查

在现场系统安装工作基本完成后,工程公司将对各系统的符合性进行检查验收,其目的在于检查安装活动是否符合施工图纸、安装程序和技术规范要求。符合性检查完成后方可开始进行各系统安装结束试验。

6.3.2 安装结束试验

安装结束试验是在各系统符合性检查合格后,通过对各系统进行试验(如水压试验、气密性试验等)来检验安装质量能否满足要求。安装结束试验应按照安装竣工文件中的工作规范和相关工作程序执行,并形成试验报告,试验报告中应包含进行安装结束试验时所用文件的清单。

6.3.3 部分安装完工报告

安装竣工状态报告是安装活动和调试活动之间的接口文件,覆盖安装承包商执行的所有现场活动。项目公司通过该报告可以确认该报告所涉及的那部分电厂设施中:

(1) 所有设备已按照安装程序和技术规范正确无误地安装完毕。

(2) 所有安装结束试验已经完成并符合技术规范和要求。

(3) 系统或子系统的状态已全部和正确地作了文件记录(包括所有的竣工文件、不符合项报告,各种设备的法定检查和试验均已完成,相关的报告也已出版)。

(4) 调试需要的临时设施已按要求安装完成。

(5) 调试活动可以在人员和设备安全有保障的条件下进行。

部分安装完工报告的第一阶段,包括不妨碍调试部门进行调试和试验的保留项。

6.3.4 最终安装完工状态报告

最终安装完工报告是一个系统的所有部分安装完工报告的最后移交,此时部分安装完工状态报告中列出的保留项已全部清除,调试工作中的附加工作也已全部(或部分)清除。

最终分为安装完工状态报告的描述与文档两部分,内容为部分安装完工报告的更新。

6.3.5 综合安装完工状态报告

综合安装完工报告文档部分收录了之前报告未收入的文件。如焊接资料包、专用工具清单、EESR 范围之外的试验报告、役前检查报告、仪表预制等等。

6.3.6 文件移交

在安装期间,安装承包商应将现场使用的所有文件将负责现场母本文件的修改和升版,并以文档的形式将所有文件(现场母本文件)移交给项目公司,综合安装完工状态报告应按照安装合同规定的或商定的时间表单独移交。

6.4 厂房移交

在土建、安装和调试作业已基本完成后,工程公司需向运行公司移交所有技术和非技术厂房,以及所有的构筑物,如廊道、道路、网络及围墙。

在首次移交开始前,工程公司和运行公司将就厂房移交

的清单和相关进度达成一致意见。至少在计划的厂房移交签字日期前1个月,工程公司应向运行公司发出申请,并双方确定厂房移交联合检查日期,联合检查由项目公司、运行公司、土建承包商、安装承包商联合进行,应着重检查土建项目、安装项目、清洁、通行、照明、临时设备、安全等几方面。

厂房移交检查保留项分为两类:

(1) II类保留项。这些是偏离厂房最终状态的偏差,这些偏差并不妨碍运行人员在厂房内安适地居住和安全地操作维修厂房内的系统。原则上,这些保留项应在厂房总体移交

前予以清除,如在厂房移交后处理需遵守运行公司有关规定。

(2) I类保留项。这些是偏离厂房最终状态的偏差,这些偏差必须在厂房移交证书签字前予以清除。

当所有I类保留项已清除完毕,项目公司应通知项目业主并组织一次包括业主公司代表参加的现场检查。该现场检查的目的在于让业主公司生产运行方确认一类保留项的完成状态,确认后由双方联合签署厂房移交证书。

厂房移交证书由BHO证书表格、联检报告中需清除的保留项的清单、相关土建图纸的清单等文件组成。

第 4 篇 核电厂的调试及营运

主编单位：核电秦山联营有限公司

主 编：俞忠德

副 主 编：张 涛 王奇文

编写人员：陈松涛 程 稳 商幼明 阮良成 吴向东 刘明章
童荣林 向绪中 潘泽飞 袁 旭 唐 意 魏国明
宋建国 戚屯锋 洪源平 尚宪和 陈春龙 凌天云
林卫峰 赵 云 张兴田 丁有元 李继开 邹益民

第1章 核电厂调试

1 调试管理

核电厂的调试是整个工程建设四大阶段（核电厂设计、设备制造、建造安装和调试）之一，是核电厂投入正式商业运行前的最后一个重要阶段；是在整个核电厂的建造完成后，使安装好的系统和部件运转，并验证其性能是否满足设计要求和有关安全、运行准则的过程，包括反应堆装载核燃料前的无核反应的试验和装料后的带核反应的试验；是对工程设计、设备制造、建造安装质量的综合检验。

1.1 核电厂调试启动的目的

调试的主要目的是：

- 1) 全面检查和验证核电厂的设计、设备制造和安装质量，确认其功能满足设计要求和使用要求。
- 2) 验证核电厂能在设计规定的运行工况下安全运行。
- 3) 对系统和设备进行较长时间的试运行考验，暴露问题，消除缺陷，并采取改进措施，以提高核电厂运行的安全性和可靠性。
- 4) 调整运行参数，以便制订合理的运行方式。
- 5) 收集试验数据，为核电厂安全经济运行提供原始资料，并为改进设计提供依据。
- 6) 验证运行规程，定期试验规程以及某些异常工况下使用的规程，以使其符合核电厂运行的要求。
- 7) 培训调试、运行、检修和生产管理人员。

1.2 调试遵循的主要规范和参考文件

HAF0103 核电厂安全运行规定
HAD103/02 核电厂调试程序
HAD003/09 核电厂调试和运行期间的质量保证
国际有关的标准、规范及有关文件体系
设计、设备、安装文件

在遵循上述规范、标准的基础上，应编制《核电厂机组调试总大纲》。该大纲经国家核安全局审评批准后方可作为调试的纲领性文件执行。

1.3 调试模式

调试模式有专业承包商、专业承包商和业主联合及业主承担调试等不同模式，不同的调试模式组织结构和职能有所不同，本文主要介绍由业主承担调试工作的模式。

秦山第二核电厂是继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂建成投产后，由我国自主设计、自主建造、自主调试和运行管理的第一座装机容量为两台 600MW 级压水堆型的商用核电厂工程。

秦山第二核电厂采用压水堆型核电厂，每个反应堆采用两个环路，每个环路按电功率 300MW 级设计，反应堆额定功率 1930MW。汽轮机为单轴四缸六排汽，额定出力为 643MW，最大保证出力为 689MW。发电机采用水—氢—氢方式冷却。

调试由业主独立负责，实施与国际接轨的、独立自主的

调试管理模式，并完成全部的调试任务。

1.4 调试组织机构

根据 HAD103/02 有关规定和“自主调试”的模式，秦山二期以本厂生产人员为主体组成了调试队。设计人员和设备制造商作为现场技术服务人员参加，部分专项调试项目国内外委。

按照“调试运行一体化”模式组成的调试机构，由公司总工程师具体负责和领导。该机构最高峰时配置 250 人左右的调试人员，调试队的常设管理人员有（队长、副队长、调试管理组、调试技术组和调试办公室人员），另设立了 13 个调试专业组，分别负责各自专业范围内的调试。

13 个调试专业组是：

- 1) 核岛系统试验组。
- 2) 常规岛系统试验组。
- 3) BOP 子项及通风空调系统试验组。
- 4) 三废工艺系统试验组。
- 5) 电气系统试验组。
- 6) 机械和装换料工艺组。
- 7) 仪控试验组。
- 8) 化学分析保养组。
- 9) 物理热工试验组。
- 10) 燃料组件及役检组。
- 11) 辐射防护试验组（包括火灾探测及保安系统）。
- 12) 安全壳试验组。
- 13) 通信试验组。

根据调试管理程序“核岛、常规岛及 BOP 各系统调试项目分工”，这些专业组承担各自专业范围内调试试验项目的准备、实施和总结工作。调试期间调试组织机构见图 4.1-1。

调试组织管理的主线为：总经理部（主管调试的总工程师、主管运行的副总经理）—电厂调试启动委员会（设计、设备、安装、调试和运行主要负责人）—调试队—调试管理组、调试技术组、调试办公室—13 个调试专业组—若干个试验小组—试验负责人—试验人员和配合人员。

1.5 职责

1.5.1 总经理

- 1) 实行总经理负责制，对核电厂的调试负最终责任。
- 2) 负责控制核电厂的调试进度、经费、安全和质量。
- 3) 负责重大不符合项的审批。

1.5.2 调试启动委员会

- 1) 协助总经理工作，对调试计划、经费和工作的质量进行控制。
- 2) 全面协调设计、设备制造、安装、调试和厂内专业处室之间的重要活动。
- 3) 与核电厂安全有关的重大技术问题的决策和批准工作。
- 4) 组织重大不符合项的处理。
- 5) 审核各阶段试验的情况和阶段转换的控制。

1.5.3 设计院

对核电厂的设计负责，并负责处理调试中出现的的设计问题，负责编制设计院承担的有关调试技术指导性文件。

1.5.4 建设公司

对安装全面负责，并负责承担建造的试验工作，调试期间处理安装方面的缺陷。

1.5.5 采购部门

对核电厂的设备质量全面负责，并负责联系设备制造厂处理调试中出现的设备缺陷。

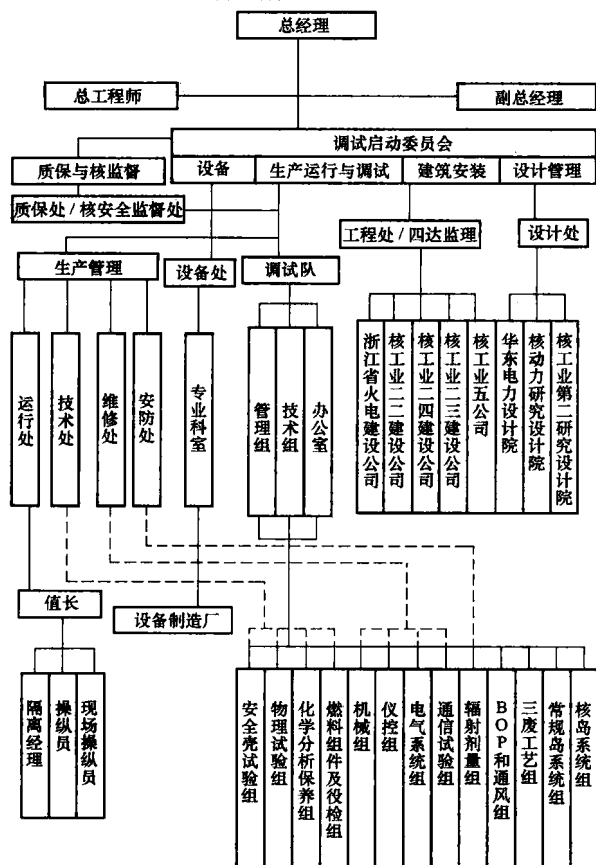


图 4.1-1 秦山第二核电厂调试组织机构

1.5.6 总工程师或生产副总经理

- 1) 兼任调试启动委员会主任。
- 2) 调试中重大技术问题的决策，对核电厂的安全和稳定运行负全面的技术责任。
- 3) 组织调试文件的编制、审核和审批重要的调试文件。
- 4) 监督质保处对调试启动工作的质保监督和监察工作。
- 5) 向总经理和启动委员会负责，按照调试大纲和质保大纲的要求，安全、完整而有效地实施调试启动工作，对调试范围内工作有指挥权和决定权。
- 6) 负责向总经理报告调试进展情况和有关调试的重要活动。
- 7) 组织调试结果的审查和评价。
- 8) 负责调试期间重大事件的报告和不符合项的认可和处理工作。

1.5.7 调试队队长

- 1) 组织编制现场调试管理程序手册，经审批定稿后，组织实施。
- 2) 组织编制调试总大纲及各级调试计划、项目分工，

并发布实施。

- 3) 组织编制并审定试验规程。
- 4) 调试用仪器仪表、工器具、临时设施和原材料消耗的确定和上报准备。
- 5) 对调试启动试验的实施负技术、组织、管理和协调责任。
- 6) 组织所有试验项目（安装试验除外）的实施。
- 7) 分析试验结果，如有必要，采取修正行动。
- 8) 组织与国家核安全局的审评和对话。
- 9) 协调各部门之间的配合工作和接口管理。

1.5.8 调试管理组、调试技术组和调试办公室

- 1) 调试管理组负责调试计划、管理、协调工作，必要时驻现场值班并负责与主控室运行值班的联系工作。
- 2) 调试技术组负责调试技术工作，审定调试规程和调试报告及有关调试的准备工作（包括物资、材料、临设等），调试质监工作；组织分析调试中发现的各种技术问题，提出解决方案；重大技术问题由总工程师决定。
- 3) 调试办公室负责调试文件、资料管理及行政事务工作。

1.5.9 调试专业组

在各专业组组长领导下主要承担各自专业范围内调试试验的准备（包括文件准备）、实施和总结工作。

1.5.10 试验负责人和试验人员

对每项试验均明确有授权试验负责人和试验人员，负责组织 and 实施试验任务。试验中，还根据情况指定有机、电、仪或工艺方面的配合人员，协助试验人员共同完成试验。

1.5.11 安全、质保部门的职责

- 1) 向总经理和调试启动委员会负责。
- 2) 负责编制调试质量保证大纲和有关调试质量保证管理文件。
- 3) 负责监督安全、完整而有效地实施调试大纲。
- 4) 负责与国家核安全局和地区监督站的工作联系。

1.5.12 生产部门

- 1) 在生产管理部门领导下负责调试启动期间的运行操作、运行管理，以及移交给生产部门的核电厂系统、设备的管理并参与调试活动。
- 2) 装料后的运行操作由主控室操作员完成。

1.6 调试文件体系

调试文件体系分两类：一类是调试管理性程序，包括调试总大纲、调试网络计划、调试管理程序；一类是调试技术性文件，包括系统调试大纲、调试导则、调试规程导则、安全准则、调试规程、调试报告及调试阶段总结报告等。

1.6.1 调试管理性文件体系

1.6.1.1 调试总大纲

大纲是以我国核安全法规 HAF103 和核安全导则 HAD103/02 及 HAD003/09 为依据，结合核电厂调试经验而编写的。大纲中的附录“核电厂核岛、常规岛调试项目表”，不仅列出了核岛、常规岛的全部试验项目名称、编号，还列出了每项试验的试验内容概要、验收准则、开始阶段和最终阶段、厂内质保管理方式、核安全局监督模式。

总大纲全文共分12章：

- 1) 序言。
- 2) 调试目的。
- 3) 调试的基本原则和应具备的条件。
- 4) 调试阶段的划分。
- 5) 调试文件。
- 6) 调试各阶段的主要试验内容。
- 7) 调试监督和试验结果审查。
- 8) 调试计划和进度。
- 9) 调试组织机构、职责分工、人员资格要求。
- 10) 调试管理。
- 11) 参考文件。
- 12) 附录。

该大纲经编、校、审、批后提交给国家核安全局审评，通过审评和对话，最后修改定稿后报核安全局批准生效。

1.6.1.2 调试网络计划

调试网络计划是整个调试阶段实施各项调试任务的计划安排和进度控制的依据，也是安装向调试移交的计划控制。

根据调试项目的逻辑关系和工程二级总进度的要求，编制了调试三级和四级网络进度计划。调试过程中，又根据安装的实际进度和调试的实际需要，调试队管理组还编制和下达阶段调试实施计划和专项计划，要求施工单位按此计划再调整和落实安装计划，以满足调试要求。调试队应编制月计划、周计划、日计划。尤其日计划，每天以“日任务单”按三天滚动（当天为主）计划的形式下达到各调试专业组、主控室和其他部处。在“日任务单”中做到“五明确”，即明确试验任务、实施时间、工况或状态、试验负责人或部门、配合试验的人员或工种，并通过滚动的形式及时调整和实施各项调试任务。

上述各种计划由调试管理组编制，经调试队队长审批后下达。

1.6.1.3 调试管理程序

为了有章可循地对调试全过程实施全面管理，调试队应在调研同类核电厂调试经验的基础上，结合本核电厂的实际情况，编制调试管理程序，并汇编成“调试管理程序手册”。全册分为“调试文件管理程序”、“调试组织机构和职责”、“调试实施管理程序”、“调试安全管理程序”、“调试质保管理程序”和“其他的调试相关管理程序”六章，每章内有若干管理程序，在实施过程中，根据需要可随时增补某些程序，尤其是阶段性的、临时性的程序，以满足调试各项活动的需要。详见表4.1-1。

表 4.1-1 核电厂调试管理程序清单

程序编号	程 序 名 称
第一章 调试文件管理程序	
CMM-101	调试管理程序手册介绍
CMM-102	启动调试阶段有关专用术语汇编
CMM-103	调试规程与调试报告编制规定
CMM-104	调试文件编校审批程序
CMM-105	调试文件管理程序
第二章 调试组织机构和职责	
CMM-201	调试任务及调试组织机构和职责
CMM-202	安装与调试的接口和分工

续表

程序编号	程 序 名 称
CMM-203	调试人员的授权和授权管理
CMM-204	调试期间运行指挥调度的暂行规定
CMM-205	调试启动工作组
CMM-206	电厂调试启动委员会
CMM-207	核岛、常规岛及 BOP 各系统调试项目分工
第三章 调试实施管理程序	
CMM-301	调试实施管理
CMM-302	调试期间有关活动的管理
CMM-303	调试期间新增试验项目审批管理
CMM-304	外委调试项目管理
CMM-305	调试临时设施、专用仪器仪表和消耗品采购的管理程序
CMM-306	调试期间运行系统和设备的标签管理
CMM-307	调试期间缺陷报告和处理程序
CMM-308	调试专用仪表设备的检定和管理
CMM-309	试验许可证制度
CMM-310	工作许可证制度
CMM-311	流体传输许可证制度
CMM-312	调试任务单管理
CMM-313	调试报告评审程序
CMM-314	隔离移交管理规定
CMM-315	临时运行移交管理规定
CMM-316	维修移交管理规定
CMM-317	化学分析服务
CMM-318	移交边界管理规定
第四章 调试安全管理程序	
CMM-401	调试期间系统设备临时变更及运行方式临时变更管理
CMM-402	调试期间运行定值和限值临时变更管理
CMM-403	设计变更申请程序
CMM-404	重大事件的报告与审查
CMM-405	危险气体的管理
CMM-406	电气柜接线临时控制变更管理
第五章 调试质保管理程序	
CMM-501	调试规程的质保审核
CMM-502	调试过程的质保监督
CMM-503	调试项目的质保管理
CMM-504	调试阶段不符合项的管理
第六章 调试期间的临时管理程序	
CMM-601	主系统水压试验组织机构和职责
CMM-602	系统未经中间交工先交付调试的相关管理程序
CMM-603	调试文件变更管理程序
CMM-604	关于逻辑通道试验方案
CMM-605	安全壳试验的组织机构和职责
CMM-606	调试质量控制 (QC) 程序
CMM-607	首次堆芯装料组织机构及职责分工
CMM-608	首次装料期间核安全监测要求
CMM-609	首次堆芯装料管理规定
CMM-610	首次堆芯装料防止意外临界管理规定
CMM-611	调试—运行—维修接口管理补充规定
CMM-612	关于装料期间及装料后人员控制及反应堆厂房 RX、燃料厂房 KX 清洁度保证规定
CMM-613	首次堆芯启动物理试验管理

1.6.2 调试技术文件体系

调试技术性文件分为设计指导性技术文件、调试执行性技术文件和调试结果性技术文件三类。

1.6.2.1 设计指导性技术文件

文件由设计院提供，作为现场编制调试执行性文件（调试规程和调试计划）的指导和依据。这类文件主要有：

- 1) 系统调试大纲。
- 2) 调试导则，是一种通用的试验导则。
- 3) 调试规程导则，是对某些重要系统的重要试验项目简介了试验目的、条件和方法。
- 4) 系统安全准则，对与安全有关的系统提出了试验的安全准则。

1.6.2.2 调试执行性技术文件——调试规程

文件主要是针对每个调试项目而编写的，供执行试验时用的文件，称调试规程，也称调试细则，这是大量的为进行每项试验所必需的。

调试规程的编写和实施，从系统调试到综合性能试验的所有调试规程均由调试队负责编写和实施，且本着“谁编写谁调试”的原则，在调试队内部按各专业组的性质进行分配。各专业组按照分配的任务，确定每项规程的编写人、审核人、初审人和完成时间。编、校、初审完成后由调试技术组确定审、批级别和人员，完成审、批定稿工作，并发布生效。

在编写前，由调试专业组组织编写人员学习调试设计技术文件、调试管理文件、熟悉现场布置，明确编写要求，收集和学习有关资料，包括现场安装资料、设备资料和参考资料等。

批准生效后的调试规程在实施前还要根据现场实际情况的变化，经过核查修改和最后确认，才可作为正式可用的实施文件，以保证试验的正确实施。

1.6.2.3 调试结果性技术文件

文件主要包括两类，即调试报告和调试阶段报告。

(1) 调试报告。

按调试规程做完每项试验后，必须详细记录试验时间、试验过程、试验数据、试验图表曲线等，并作出试验结果评价，是完全接受还是其他状态，是否需补做试验，经编、校、审、批后成为正式试验报告。

(2) 调试阶段报告。

按照 HAF0501 “核电厂安全许可证的申请和颁发”的规定及国家核安全局对调试阶段监督设立 5 个控制点（装料、临界、并网、50%FP 和 100%FP）的要求，调试队写出调试阶段总结，提交国家核安全局审评：

- 1) 预运行试验阶段总结报告，即 HAF001/01 要求的《核电厂装料前调试报告》。
- 2) 装料与临界前试验进展报告。
- 3) 并网前试验阶段总结报告。
- 4) 50%FP 前试验阶段总结报告。
- 5) 100%FP 前试验阶段总结报告。
- 6) 核电厂 1 号机组装料后调试报告，即 HAF0501 (1) 要求的申请《核电厂运行许可证》需提交的文件。

1.6.3 调试准备

核电厂调试准备的三要素是人员、文件和物资的准备。

1.6.3.1 调试人员准备

核电厂根据“自主调试”的模式，以本厂生产人员为主

体，准备核电厂的调试工作。

从运行处、维修处、安防处、技术处抽调部分相关专业技术人员，结合参加过核电厂的调试人员，并聘请少量专家，各类人员总数高峰时达到 250 人左右，并按各专业组的特点，进行人员配备。根据不同调试阶段任务、不同机组的调试及生产运行需要，还可随时调整和增减，做到相互支援，调试生产两不误，充分体现了“调试运行一体化”的优越性。

(1) 调试人员的资格。

1) 调试队正、副队长：必须具有 10 年以上核电厂或核工程经验，其中至少 5 年是从事调试、运行或维修工作。

2) 调试管理组和技术组、专业组组长：必须具有 5 年以上核电厂或核工程经验，其中至少 3 年是从事调试、运行和维修工作。

3) 试验负责人：必须经过工程培训，具有本专业基础理论，熟悉试验系统及设备的现场布置、工艺流程、设计功能与运行要求，掌握调试规程内容，调试方法，具有调试实施能力。

(2) 调试人员的培训和授权。

调试人员的培训大致分为两部分：调试骨干的培训和一般调试人员的培训。

1) 培训从生产准备阶段开始，贯穿于调试前的整个阶段，培训方式采用跟踪设计、设备制造、基础和专项知识培训、机电仪设备、核电厂和常规电厂培训，有条件时进行不同程度的模拟机培训。

2) 熟悉本电厂设计、设备、安装资料和现场布置。

3) 质保、辐射防护、工业安全等培训。

4) 考核授权后上岗。

通过学习、培训和技术规程的编写，熟悉系统、设备的功能，掌握调试方法和技术，为调试试验工作的顺利进行发挥了很好的保证作用。

1.6.3.2 调试技术文件的准备

(1) 调试设计文件。

调试设计指导性技术文件、系统设计手册、整定值手册、安全分析报告等，均由设计院提供。

(2) 设备文件。

包括设备技术规格书、设备运行维修手册、安装试验（单机试车）报告等。

(3) 核电厂调试参考资料。

核电厂调试参考资料主要指在编写调试规程、编制调试各级网络计划、调试管理程序等方面所需的参考资料。

在调研、收集国内、国外核电厂调试资料后，经过比较、分析、参考，完成适合自己的文件体系。

(4) 调试项目的确定。

调试队根据工程设计的实际情况及调试的实际经验，并调研同类核电厂的调试内容确定调试项目。

(5) 调试方案的确定和调试规程。

对每项试验，尤其是重大试验，必须事先确定好试验方案，才能保证试验一次成功。一般项目试验方案由试验负责人和试验小组研究确定，形成调试规程后由总工程师或队长批准。重大项目试验方案，则通过专题讨论、审查确定，最后由总工程师批准。

(6) 调试总大纲确定。

以核安全法规、导则等为依据，结合核电厂的特点编制调试总大纲。

(7) 其他资料。

包括调试有关的标准、手册、图表及其他调试支持性技术资料的收集和准备。

1.6.3.3 调试用物资器材及其他准备

(1) 调试用物资器材的准备和管理。

调试用的所有物资器材均考虑与生产兼用的原则，物资器材有备品备件、专用仪器仪表、工器具、易耗品、润滑剂、化学品以及所有装填物、酸、碱和临时设施等。

专业组在调研、收集有关资料的基础上，结合调试规程的需要并考虑调试与生产兼用的原则提出物资、材料、仪器仪表、专用工器具等采购清单。

对调试用仪器仪表、专用工器具的管理按程序 CMM-308（调试专用仪表设备的标定和管理）规定，采用分工负责的办法，电气测量仪器仪表和工器具由机、电、仪归口负责；物理测量、化学分析用仪器仪表由技术处归口负责；辐射防护仪器仪表由安防处负责。

(2) 部分调试项目的外委。

对部分试验项目，由于技术复杂、专业性较强，还需用到特殊的专用仪器、设备，可采用委托有资格的国内专业单位进行，如：

- 1) 安全壳结构整体性试验。
- 2) 安全壳密封性试验。
- 3) 汽轮发电机组振动测量和调整、热力性能试验等。
- 4) 旋转机械和管道振动测量。
- 5) 通风空气净化系统现场试验。

(3) 调试临时设施的准备和管理。

调试临时设施和设备：指在工艺系统正常配置以外，因调试试验要求，须临时加工、采购、安装的临时设施、设备或需要拆除相应部件和设备等操作，试验结束之后临设或临时措施解除，又恢复到正常状态。

调试临设包括：① 机械设备、管道或部件的安装或拆除；② 临时仪控接线；③ 临时电气接线等方面。

调试临设管理：① 试验组根据试验程序、试验方法提出临设申请；② 技术组召集相关人员讨论临设的设计、加工安装和技术要求、现场实施方案设计等。对于综合性的试验项目，则由调试队部直接领导进行讨论确定；③ 指定技术人员绘制临设技术方案和现场实施图，提出技术参数等；④ 管理组统一办理临设实施、加工委托，并对过程进行监管。

试验临设主要有：① 水压试验所用的临设，包括堆芯压降过滤器组件，堆芯压差测量系统，超压保护系统，临时引压管道、排水管道等；② 安全壳喷淋系统流量试验，防喷水临时封堵、临时排水管道和阀门的安装；③ 安注和喷淋再循环试验地坑围板加工和安装；④ 弥补正常通信设施数量不足的通信器材和设施；⑤ 其他方面的临设。

1.7 调试阶段的质量控制和核安全监督

调试阶段的质量控制和核安全监督是通过调试队内部的质量控制、调试的质保监督、调试启动委员会的审查、严格的核安全审评和控制点的释放等方面来保证的。

1.7.1 调试队内部的质量控制

1) 所有调试试验项目的实施均按照事先准备好的并经批准生效后的调试规程进行。

2) 对所有试验负责人已经过相应授权。试验实施时一般由两人以上参加，试验过程和数据即时记录，重要试验数据为自动打印记录。

3) 调试队内部由调试技术组负责对各项调试活动进行

质量控制并处理试验中发现的技术问题，包括试验实施过程中的监督、调试报告结果的审查等。

4) 严格执行试验许可证制度。试验前，试验负责人首先要向主控室提出试验申请，经许可后召集所有参与试验的人员会议，交代试验隔离要求、注意事项、试验步骤，然后组织实施。

5) 试验都是在满足必要试验条件的前提下，按照规程的试验步骤实施的，在试验中按规定如实记录和收集试验数据，按验收准则进行评价，确定评价等级及是否需补做试验，最后由试验负责人编写试验报告。

6) 试验报告由专业组长或专业工程师校对、技术组审核、队长批准、重大试验项目报告由总工程师批准。

7) 在试验中所用的仪器仪表确保在标定的有效期内，并经质保监督认可，以保证所做的试验都是有有效的。

1.7.2 调试的质保监督

在整个调试过程中，安全质保部门对调试进行了全面的安全质保监督和见证。

1.7.3 调试启动委员会的审查

根据调试总大纲的要求，核电厂成立了电厂调试启动委员会。调试启动委员会在总经理部领导下，由公司有关处室领导（质保、工程、设备处、生产运行和调试）、各设计院、建设公司的主管领导及有关专家组成。在每个控制点释放前召开会议，对调试阶段报告、调试进度和质量、安全审评要求落实情况、技术规格书执行情况、上阶段试验完成情况、遗留问题、建议措施、下阶段试验条件和专项试验结果等，仔细审查是否满足下阶段控制点释放条件，并提出相应建议，形成会议纪要。连同阶段调试报告，一并提交国家核安全局，向国家核安全局正式提出控制点释放申请。

1.7.4 严格的核安全审评和控制点释放

国家核安全局（包括监督站）对核电厂的调试实施了全过程、全范围的跟踪、检查、监督和管理，从调试总大纲的审评，重大项目实施的监督、现场见证、记录确认、审评对话到阶段调试报告的审评和控制点的释放。

在调试开始前，向国家核安全局（NNSA）提交《核电厂调试总大纲》及《调试三级进度计划》。NNSA 根据核安全法规要求及机组的调试项目设置，确定核安全监督项目，由 NNSA 监督站负责实施现场监督，其中含 W 点（现场见证）和 R 点（记录审查确认）。

调试队根据 NNSA 确定的 W 点和 R 点项目，在相关调试规程批准生效后，及时提交 NNSA 监督站，然后 NNSA 方面根据我方提交的调试规程编写相应的《试验监督程序》，并在试验前提交调试队，以便让试验负责人知道他们要见证和审查的内容。

试验实施前，由 NNSA 监督人员与调试队试验负责人及相关人员召开试验前会议，进行监督前交底。调试队介绍试验组织、试验负责人、试验概要和试验条件的准备情况，经监督人员许可，才可以实施。监督人员根据事先准备好的监督程序，对试验实施进行现场监督、检查、见证和确认，确保监督过程顺利进行。

对记录确认项目，调试队在试验后编写、审批完成试验报告，经监督站监督人员审查后，将审查意见反馈给调试队，必要时还召集试验人员进行对话和评审，直至确认为止。

在调试实施过程中,国家核安全局还设置了五个控制点:①初次核装料;②首次临界;③首次并网;④50%FP;⑤100%FP。

在国家核安全局收到核电厂提交的控制点释放申请和调试阶段总结报告及调试启动委员会会议纪要后,经过现场审评、检查、对话,确认具备条件后释放控制点。

1.8 调试过程中的管理

1.8.1 试验实施的过程管理

为了确保试验项目有序、安全地进行,调试队根据调试管理程序,建立了一套可操作的试验过程组织管理办法。

1.8.1.1 计划

将调试三级网络计划的逻辑关系与工程进度要求结合起来,制定各阶段计划和专项计划,如冷态试验、开盖功能试验、热态试验、装料、临界前试验、临界及低功率物理试验、功率阶段试验等。根据这些计划,由调试管理组制定更详细、操作性更强的三天滚动计划,来管理日调试活动。

1.8.1.2 试验准备

试验准备由试验负责人根据计划要求组织实施。试验准备内容包括试验范围内的系统检查,水源、气源、电源可用性检查,临时设施的委托安装和检查,试验仪器的检查,各项安全措施的检查等等。

1.8.1.3 试验申请

试验条件具备后,试验负责人通过计算机辅助隔离系统(CBA)提出试验申请,试验申请在试验开始前两天提出。试验负责人在试验申请上应注明以下内容:试验时间、试验目的和试验过程简述、风险说明、已经采取的安全措施、试验过程中需要操纵员关注的事项、试验隔离边界等等。

试验申请由调试队管理组统一归口管理,根据调试日计划批准后发往运行处。

1.8.1.4 试验许可证准备

运行处在收到试验申请后,根据试验申请的要求着手准备试验许可证,包括试验边界的隔离、系统在线、充水排气、送电等操作。在完成上述工作后,制作试验许可证。

1.8.1.5 试验实施

试验负责人在试验前到隔离办领取试验许可证。在试验开始前与主控室操纵员进行交流,介绍试验过程,特别要说明试验过程中需要操纵员配合进行的操作以及应密切关注的风险和事项。

1.8.1.6 恢复

试验结束后,试验负责人要向主控室操纵员提交系统恢复清单,确保设备安全。

1.8.2 调试阶段调试计划

1.8.2.1 调试三级进度计划

调试队根据《核电厂工程建设二级进度计划》要求,经综合分析,考虑设计、设备供应、土建安装三级进度的重要节点,编制确定调试三级进度计划。

在调试三级进度计划中,根据核电厂的实际状况和调试总大纲要求,确定机组整个调试期间各阶段的主线进度及关键路径,并根据每个阶段的任务和目标,对所有试验项目,根据所在系统的作用和相互之间的逻辑关系,分组进行全面安排,这个计划的基本单元是按系统中的试验项目预计实施时间来编排的,调试三级进度确定的总体计划安排为:

主系统水压试验准备和试验	T0
压力容器开盖冷态功能试验	T1
安全壳试验	T2
首批核燃料进厂	T3
500kV 具备倒送电条件	T4
热态功能试验	T5
具备汽机非核蒸汽冲转条件	T6
堆芯首次装料	T7
临界前冷热态试验(次临界试验)	T8
首次达临界	T9
首次并网	T10
低功率物理试验至50%FP以下功率阶段试验	T11
(50%~100%)FP功率阶段试验	T12
机组投入商运	T13

调试三级进度计划中确定的机组调试工期内的关键路径见图4.1-2。

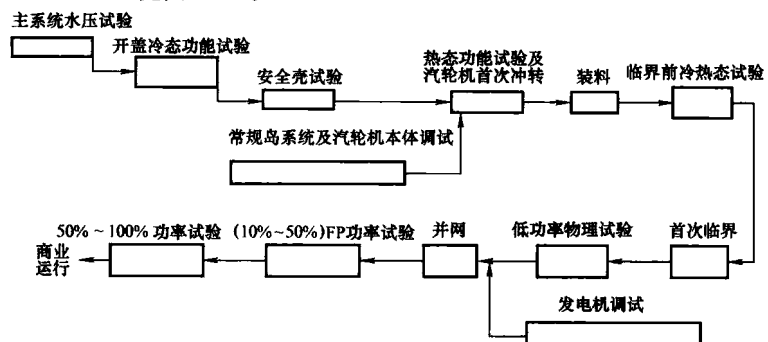


图 4.1-2 机组调试关键路径

调试期间在一回路水压试验和热态功能试验(HFT)之后穿插安排役前检查(PSI)和设备缺陷处理整治。调试三级进度考虑工程二级进度对调试的要求,并结合调试项目自身的特点和总体试验阶段划分,对各系统交付调试的时间提出了明确的要求。

1.8.2.2 阶段调试计划及专项调试计划

由于调试总工期较长,并且工程现场建安中存在各种客观因素,如设计修改、现场变更、安装缺陷处理、设备到货时间滞后、安装施工组织不严密等方面的原因,使很多系统不能按调试三级进度要求及时而完整地实现中间交工或交付调试。

为了在相对较短的一个阶段内目标明确,针对本阶段调试的主要任务和目标,结合现场安装实际状况、设备到货情况及缺陷处理情况,应制定相应的阶段调试实施计划,对本阶段调试主线上的试验项目必须予以安排和保证,不是调试主线进展的必要条件的项目,可以适当放后。

不同阶段调试实施计划,比三级进度计划更具可操作性和灵活性,相对来说也更切合现场实际,经过努力最可能达到目标值。

阶段调试实施计划的制定主要是根据本阶段调试的主要任务和目标来确定的,在调试连接程序中,对其中的主要试验内容有明确规定,再加上调试对安装提出的系统交付要求,及考虑现场其他可能的条件,对本阶段内主要试验按逻辑关系进行安排。作为本阶段主要任务的试验项目是必须安排考虑的,并应考虑为实现进入下一调试阶段必需实施的项目。阶段调试计划由管理组编制,均由负责调试的总工程师批准后发布实施。

(1) 编制并实施下列阶段调试计划:

《一回路水压试验前阶段调试计划》
 《压力容器开盖冷态功能试验阶段调试计划》
 《热态功能试验前阶段调试计划（分 NI 和 CI）》
 《热态功能试验阶段调试计划》
 《常规岛部分汽机冲转前阶段调试计划》
 《装料准备阶段调试计划》
 《临界前冷、热态功能试验阶段调试计划》
 《从首次临界至并网阶段调试计划》
 《并网后至 50%FP 阶段调试计划》
 《（50%~100%）FP 阶段调试计划》

常规岛系统调试计划在首次冲转前可有一定的独立性，确保在热态功能试验后期利用非核蒸汽冲转汽轮机并对二回路系统和汽机本体及监控系统进行一次综合性试验，以便及时调整。

（2）在调试过程中，还有一些相对独立的项目，或需多方面紧密配合实施的综合试验项目。从试验前期准备到工作结束，应制定专项实施计划，组织专门小组实施调试，但专项计划的最终目标应符合调试总体计划的进度要求，如：

《应急柴油发电机组调试专项计划》
 《安全壳整体试验专项计划》
 《500kV 系统启动调试专项计划》
 《首次冲转及发电机启动专项计划》
 《首次装料专项计划》

（3）在阶段调试计划发布后，为了确保阶段计划的实施，主要抓以下几方面工作：

1）一方面作为调试阶段计划实施的一个前提条件是计划中所涉及系统应能及时交付调试，具备试验条件。

2）另一方面作为调试计划管理的重要方式，坚持以每周和日调试任务单形式落实，这些任务单根据阶段计划的主要任务和现场调试条件的具备情况，对每周和每日的试验任务做出安排，每项试验任务必须以任务单形式落实到试验负责人，周、日任务单由管理组编制，调试队长批准实施；由于相当部分的试验需要主控室配合操作和准备试验条件，因而调试任务单可以使主控运行值班长知道当日或近三日的试验安排，再辅以主控调试值班工程师及试验许可证制度，就可以保证每日试验不断有序地执行。

3）对某一阶段确实不具备条件无法实施的其他项目，调试队应进行具体分析，并在阶段调试总结报告中说明，及评价它们对下一调试阶段有无影响，或采取临时措施。总之，在电厂调试启动委员会审查同意及 NNSA 有条件释放控制点后，才能进入下一调试阶段，这样调试阶段的关键路径得到了保证。

1.8.3 调试实施期间的技术决策

由于调试本身就是不断发现和解决问题的过程，因此现场会遇到各种各样的技术问题，如不尽快正确决策解决，将影响调试的进展。

为此，在调试过程中应执行一条依靠自己的技术力量，辅以技术服务支持，群策群力解决调试中的各种技术问题和及时召开各种技术问题专题讨论会，集思广益，快速决策，使调试过程中出现的各种技术问题能在现场得到尽快、及时解决，保证调试进度按计划顺利进行。具体做法是：

一般技术问题，由相关专业组提出解决办法或建议，然后由调试队长做出决定；而对重大技术问题或试验方案则进行专题审查决策，一般由总工程师、调试队长、技术组及相关专业组进行讨论、论证，涉及核电厂系统运行方式的还请运行处人员参加，以确保试验方案的可操作性和有效性；凡

涉及设备、设计方面问题处理时，还请设计院现场人员、设备厂家代表参加以征求他们的意见。这样使得各项技术决策过程更谨慎、更快和更有效。调试的主要技术方案决策有：

- 1) 220kV 辅助电源供电。
- 2) 主系统水压试验。
- 3) 柴油发电机试验。
- 4) 柴油机带载试验。
- 5) 主变零起升压试验。
- 6) 500kV 线路和 GIS 受电启动试验。
- 7) 主变冲击试验。
- 8) 汽轮机用非核蒸汽冲转试验。
- 9) 安全壳强度、密封性能试验、安注试验。
- 10) 装料、临界、并网。
- 11) 重要、综合性瞬态试验（甩负荷、全厂断电、安全注入等）。

1.8.4 调试期间的接口管理和协调

调试期间现场接口关系复杂是一个重要的特点。现场有很多方面的工作交叉进行，如土建、安装、役前检查、设备现场服务，外委试验等，因此现场问题的处理涉及设计、安装、设备、调试、运行等方方面面，如何协调一致，加快问题的处理速度，保证试验和其他工作能协调一致地开展，最终保证调试进度要求是至关重要的。根据调试管理程序《调试任务及调试组织机构与职责分工》和《核电厂安装与调试的接口和分工》，调试期间调试队与各单位的具体接口关系简述如下：

1.8.4.1 安装单位的接口

调试提前介入系统安装后期检查工作，督促安装进度，并监督和参与安装单位重要的与调试有关的安装试验，控制通道开通和继电器逻辑回路试验。

调试期间，通过召开每天一次的调试—安装协调会，重点解决调试中产生的大量安装问题。① 安装未完影响调试的问题；② 调试中发现的安装缺陷；③ 调试需要的临时设施加工和安装；④ 委托安装处理部分设备缺陷。由于调试队对所发现问题查得清楚，提得具体，如哪些系统、什么设备、具体位号、什么问题、对调试有何影响、要求处理完成时间等，使安装单位可及时了解调试队的意图，分清轻重缓急，使很多现场安装问题的处理效率大大提高。当然上述工作该办理的委托或手续仍按有关程序进行。

1.8.4.2 运行处（主控室）的接口

与运行处的接口主要涉及下列工作：

（1）机组和系统状态的控制和管理。

当一个系统从安装向调试移交之后，根据移交系统的状况，调试与运行一起确定隔离边界，运行处主控室实施隔离，边界的变化需双方共同认可，对这类系统、设备的操作和巡检由运行处负责，在装料前，该范围内的系统运行状态的变化，由调试队负责控制和调度，系统或设备的状态改变或控制，由运行主控室根据调试值班工程师的意见进行。主要考虑试验状态的需要，以调试为主，运行为辅。主控室的操作原则上由操纵员负责。

在装料后，根据核安全法规要求，机组系统的运行和状态控制由运行处全面负责，其操作只允许主控室人员才能进行，调试队协助，调试要求的机组状态由调试值班工程师根据调试任务单与运行协调。

（2）准备和签发试验许可证、工作许可证。

运行处隔离办负责已移交调试区域内的试验许可证和工作许可证签发，对于与机组或系统状态控制直接相关的试

验,调试队相关专业组在试验前办理试验许可证申请。

试验边界隔离控制,试验条件在线准备等,根据调试试验许可证的要求,由主控运行准备和实施;在装料前调试阶段,调试队介入部分试验边界隔离和在线准备工作,在实际操作中,往往是调试、运行双方一起做隔离准备和试验条件检查。

装料后,调试队只是提出试验所需的系统运行状态要求,通过每日调试任务单安排和调试驻主控值班的工程师协调,在试验许可证申请批准后,由主控运行人员为试验准备条件,所有主控操作只能由操纵员实施。

1.8.4.3 维修处的接口

在系统交工验收后或经过调试基本具备运行条件时,由调试队以《调试—运行—维修系统交接联系单》形式实施移交。此后,相应系统的设备维护和缺陷处理工作转由维修处承担,而调试队的仪控组、电气组、机械组也开始承担部分检修任务或紧急抢修任务。

1.8.4.4 质保处的接口

质保处监督调试试验活动,对调试队进行内部监督和根据已确定的监督计划对试验活动的见证点进行监督。

1.8.4.5 设备处的接口

在调试过程中,暴露的大量设备缺陷需厂家及时处理,由设备处按合同规定联系厂家提供现场技术服务,或结合现场调试结果完成部分设备的最终验收,以及部分故障设备的紧急修复。部分备品备件紧急采购通过每日安装—调试协调会或工作联系单方式与设备处进行接口联系和沟通,由设备处负责上述问题的解决,保证调试试验的进展,总之,调试期间设备厂家的现场服务对于设备缺陷的及时处理和保证调试顺利实施起了重要作用。

1.8.4.6 信息文档处的接口

调试队的大量调试文件事先由调试队和文档处协商确定各类文件的分发数量和分发单位,如调试管理程序、调试规程、调试报告、调试阶段总结报告等。然后由公司信息文档处进行统一管理,进行出版、存档和分发。

1.8.4.7 工程处的接口

主要是系统交工验收检查和系统暂时交付调试检查期间的接口联系工作以及后期有关系统工程交工尾项处理进行的联系。在系统交付前,调试队组织各专业组对交工资料和现场系统状况进行检查后,明确交工尾项及处理意见,并作为使用部门的主要代表在交工验收证书上签字。

1.8.4.8 技术处的接口

调试期间技术处负责役前检查工作、燃料组件检查准备及燃料工艺运输 PMC 系统的部分试验。

1.8.4.9 设计院的接口

调试期间,发现的大量设计问题须在现场及时处理,因此从水压试验前要求设计院,加强驻现场的调试服务人员力量,以提高解决问题的时效。并积极参加日调试—安装协调会,根据调试队提出的问题,确定解决问题的方案并发出设计变更单。

需设计院本部协助处理的问题,由现场调试办尽快与院里联系、处理。

1.8.5 调试期间的文件管理

1.8.5.1 调试期间使用和产生的文件

调试过程中,各类活动都必须遵循经书面批准的文件执行。

调试期间使用和产生的文件主要分两部分,一部分是由设计院编制并提供,作为调试队编制执行性文件的依据而使

用的大纲、导则类设计技术文件;另一部分为由调试队依据设计文件而编制、产生的执行性文件,包括管理性文件和技术性文件,主要有:

- 1) 调试总大纲。
- 2) 调试管理程序 (CMM)。
- 3) 调试规程 (TP)。
- 4) 调试报告 (TR)。
- 5) 调试阶段总结报告。
- 6) 各级调试计划。
- 7) 各类工作联系单等。

1.8.5.2 调试文件的管理

根据调试管理程序 CMM-105《调试文件管理程序》规定:

- 1) 调试文件由公司文档处统一管理、归档与分发。
- 2) 调试队产生的调试文件原稿由调试办公室负责送交公司文档处复印、出版、归档、登记、分发;具有编、校、审、批人签名的原件由文档处存档保管。
- 3) 调试计划、调试任务单等经批准、执行后,由调试管理组保管。
- 4) 在调试队内部,由调试办公室(资料室)统一管理所有调试文件和资料(包括设计性文件)。调试队资料室对文档处分发回来的文件进行登记、归档和内部分发,供各专业组现场调试使用。并对所有文件进行计算机管理。

1.8.5.3 调试队产生文件的具体管理办法

(1) 调试规程管理。

调试规程由各专业组编、校,技术组审核之后,由总工程师批准生效。对已生效的规程,经调试队办公室送信息文档处正式出版分发。调试管理组根据各阶段调试任务的需要,及试验项目规定的开始阶段,按月列出每月要求生效 TP 的清单下达各专业组。并定时检查落实 TP 生效情况,确保在试验开始前,相应的 TP 能生效出版,确保试验实施时和编写调试报告时,所用调试规程的有效性。

实施过程中有部分调试规程,由于现场实际情况或试验方案变化要进行升版或修改。对于调试规程的修订和升版,有两种处理方式:一类是个别章节内容的变更或增减,采用调试文件变更单方式,作为对现有调试规程的补充修改,原有规程版次不变;另一类是对调试规程本身有方案性改动,则重新对调试规程进行升版。

(2) 调试报告的管理。

调试报告作为试验实施过程和结果的记录,每个试验项目完成后,试验负责人要及时编制调试报告,调试报告经专业组、技术组、调试队长审批后发布,发布过程同调试规程。但由于部分试验受实施条件限制,只能部分实施;或一个调试规程为跨阶段试验项目,因此某些报告结果评价为非完全接收状态 (TAC),在这些情况下对调试报告提交情况和结果评价状态的跟踪管理就十分必要,管理组定期对调试报告的提交情况和已交报告的结果评价状态进行跟踪统计,以便掌握已实施项目的主要情况及试验遗留项,并定期通报各专业组,并在适当时机安排补充试验。

(3) 调试阶段总结报告管理。

在几个重要调试阶段结束后,要对该阶段调试总体实施情况做较细的回顾和评价,对因故不能实施的项目或遗留项进行简要说明,并对是否可进入下一阶段试验提出建议,它是该阶段结束后调试启动委员会审议的重要文件和提交 NNSA 审查控制点释放的重要文件,一般要在 NNSA 设置的控制点释放审查之前出版,阶段的总结报告是:

- 1) 预运行试验阶段总结报告。
- 2) 装料临界前试验阶段总结报告。
- 3) 并网前试验阶段总结报告。
- 4) 50%FP 前试验阶段总结报告。
- 5) 100%FP 前试验阶段总结报告。
- 6) 机组调试总结报告。

文件由调试队编制、总工程师批准，分发相关处室，并报 NNSA。

(4) 调试管理程序。

是实施调试管理的重要依据文件，属质保范畴，因此这类文件的管理也是十分必要的，一方面需要保存有效版本并经常查看；另一方面，也要根据实际情况审查修订，或不定期补充新程序。

(5) 调试队的各类工作联系单管理。

主要是调试期间调试队与各单位的来往工作联系单。调试队外发的联系单包括有工作委托单，设计、设备问题联系单、调试方面提出的变更要求、调试原材料消耗品采购等方面，这类工作联系单由办公室负责统一编号、复印和分发；而外单位来文是按设计院、安装公司、公司各处室来文分类保存，登记造册，以便在需要时及时查询。各类来文的处理先由调试队长批示复印、分发给调试队内有关专业组负责并由其处理。

(6) 在调试期间产生的各类调试计划管理。

它包括调试三级进度计划、阶段调试计划、月计划、周任务单、日任务单，均由管理组编制，一般前两者由总工批准，月、周、日任务单由调试队长批准，这些调试计划或任务单由管理组通过电子邮件和纸质文件两种方式发送各相关单位，计划原件存管理组。

1.8.6 调试过程中采取的有效措施

在机组调试的整个过程中，应根据当时的实际情况，为确保调试质量和调试进度，应采取的措施：

1.8.6.1 加强调试的科学管理，严格按程序进行

自始至终按照调试大纲和调试管理程序的要求进行管理，以保证调试质量，促进调试进度。对每项试验，从试验申请的提出、计划的下达、条件的准备、许可证的办理、隔离措施的落实、试验的实施、许可证终结直到完成试验报告，均按相关程序进行。

1.8.6.2 调试人员提前介入，加强跟踪检查，促进安装进度

在安装后期，系统交付调试前，调试队即提前介入，调试人员提前深入安装现场，按系统流程图要求对系统、设备、仪表、电缆、管道等的安装情况逐一进行全面的、反复的跟踪检查，对发现的缺陷，按设计、设备、安装问题分类，提出书面清单，交有关单位限期完善。强化以调试为中心，加强协调和督促，为调试尽快开展创造条件。

1.8.6.3 因情而异，科学合理调整程序，以促进调试进度

对特殊情况，应经过科学的分析，合理地调整并制定一些补充程序来适应现场实际情况，以保证调试进度。

1.8.6.4 加强调试计划的管理和调整，以保证调试按计划有序进行

调试计划，尤其是周计划和三天滚动计划，根据现场情况的变化，做到每天发布并调整一次，并在计划中做到“五明确”。只要现场具备条件（主要是安装工作），能做的试验尽量及时安排或调整，以“见缝插针”式的方法，争取时间尽量安排各项试验。

1.8.6.5 对重大阶段性专项试验，制订专门管理程序，成

立临时性的单项试验组织机构和明确职责分工，以保证重大试验项目的一次成功。如“主系统水压试验组织机构和职责”（CMM-601）、“安全壳试验组织机构和职责”（CMM-605）、“首次堆芯装料组织机构和职责”（CMM-607）、“首次堆芯启动物理试验管理”（CMM-613）等。

2 系统清洗

在设备和管道的制造、运输、存放、安装过程中虽然采取了防异物混入及维持清洁度的措施，但仍然会有污物混入系统以及腐蚀产物和设备出厂时为防止锈蚀涂覆的油脂类防腐剂等，都要在机组投产前进行清洗去除，以保持设备和系统的金属内表面清洁并处于钝化状态。清洗是为了防止由异物所致的设备损伤，阀杆、阀座的异物磨损所致的泄漏，泵密封部位的损伤。清洗工作，使反应堆装料后，系统内辐照产生的异物量减少、反应堆总体的放射性水平下降，有利于对设备进行维护检修。

2.1 清洗前的技术资料准备

- 1) 设计院的技术资料。
- 2) 制造厂的技术资料。
- 3) 清洗范围及被清洗系统的金属管系采样，应记录采样部位、材质。
- 4) 化学清洗小试，清洗小试分为静态、动态两种。通过清洗小试确定被清洗管系表面的氧化皮及腐蚀产物量、选用的清洗介质及浓度、缓蚀剂筛选及使用浓度、清洗工艺过程、清洗废液处理方法等。

2.2 清洗方案制定

1) 包括设备概况、管系特性（材质、管径、流通截面、容积、清洗流速等）、清洗介质和清洗工艺、动静态清洗方式、清洗质量目标、清洗过程化学分析、设备化学清洗后的防锈蚀措施、临时系统安装要求、清洗质保措施、清洗系统图等。

2) 清洗方案，重要的是确定选用清洗介质、清洗工艺、动静态清洗方式、清洗系统的连接以及清洗质量保证。选用清洗介质的第一因素是被清洗系统的材质，特别是含有氯离子的酸和缓蚀剂不能用于奥氏体钢和高合金钢；第二因素是被清洗去除物的化学和物理特性，即清洗介质对被清洗去除物的溶解能力、络合能力、再沉淀性等。

3) 清洗方式有静态浸泡和动态清洗两种。动态清洗又分为循环清洗和开式清洗两种。动态清洗效果比静态要好，一般采用动态清洗。但浸泡清洗也有其简单、经济等优点，只要能达到最终的清洗目的，有时也选择这种方式。

4) 清洗方式的原则是：① 考虑系统结构；考虑系统结构是否容易分组、排水，是否容易构成循环清洗；② 考虑确定选用的是什么清洗介质；③ 考虑清洗设备能力。循环清洗的清洗泵，应该满足清洗流速等要求。

5) 采用静态清洗要考虑的主要因素：腐蚀产物和被清洗污物是否容易从金属表面去除；被去除的腐蚀产物和残渣是否容易排出；取样监测及清洗终点确定等。

2.3 清洗系统划分原则

1) 划分清洗回路或分组循环时，应使每个回路的流通截面和流速基本相同。

2) 清洗回路划分不宜过多，避免系统复杂、不易操作控制，并应容易排水。

3) 应避免腐蚀产物和脏污物带入设备。

4) 避免交叉污染。冲洗介质的流向应遵循由清洁区至脏区的方向。

2.4 冲洗准备

2.4.1 冲洗点的选定

冲洗时, 对冲洗的管线部分根据清洗流程依次进行管道的清洗。这些已被清洗好的设备管线等都要防止再次带入异物。应以断开的配管作为冲洗头部:

- 1) 泵、罐、热交换器等的人口配管部位。
- 2) 管径极端异常的配管结合部。
- 3) 其他。

在有关管线冲洗完了以后冲洗点应进行复原。

2.4.2 正式设备的拆卸

对于在进行冲洗时成为障碍的设备要进行拆卸。

(1) 孔板。

对于孔板, 不论何种形式的都应进行拆卸:

- 1) 法兰型孔板时, 插入临时短管。
- 2) 焊接型孔板时, 接临时配管, 冲洗完了以后再进行安装。

(2) 止回阀。

当流动的方向相逆时, 应把阀芯卸下。

(3) 设置临时过滤器。

在冲洗期间内为了保护设备, 在泵等转动设备以及必要的设备的入口部位安装临时过滤器。

(4) 调节阀置全开位置及设置表计和流量调节手段。

(5) 冲洗要领的特例部分。

在冲洗要领中, 对下列事项作为特例处理。

1) 把正式设备作为旁路时的处置。冲洗完毕后, 在临时到正式的切换或者进行更换时, 对于可能涉及的范围要进行防异物的管理, 例如多级泵、孔板、止回阀芯等。

2) 不能进行正常冲洗的情况。在施工程序上不能进行冲洗的部分, 用手工擦拭干净及进行不带有异物的施工管理。

① 主给水管蒸汽发生器结合部。

② 主蒸汽管蒸汽发生器结合部。

③ 热态性能试验时用水或蒸汽吹洗。

④ 其他。

3) 在系统结构上特殊处理者。

① 安全壳喷淋系统中安全壳内配管(包括喷淋环管)用耐压试验的水和流量测试时的水进行冲洗。

② 海水管用耐压试验水的排水进行冲洗。

③ 压力容器法兰排气管用耐压试验水的排水, 或进行空气吹扫。

④ 其他。

4) 系统性能上只作通水的部分:

① 蒸汽发生器排污系统。

② 辅助蒸汽疏水系统。

③ 疏水排气管(耐压试验水的冲洗)。

④ 消防水系统。

⑤ 安全阀二次侧管系。

⑥ 其他。

5) 作手擦清洗的部分。

① 反应堆容器。

② 主冷却剂管道。

③ 乏燃料池等衬里层。

④ 其他。

2.5 清洗技术

使用水(含温水、酸洗、碱洗、添加纯化介质和缓蚀剂等)、空气、蒸汽等适合于各系统的直流冲洗(或者吹洗)、循环冲洗、手擦式清洗等方法进行清洗。

2.5.1 直流冲洗

直流冲洗是由管道的一端向另一端冲水。为达到流速, 可考虑系统内的各种条件选用下述方法进行。

1) 利用槽子箱体的水压。

2) 利用泵运转压头(用厂房的正式泵或者临时安装的泵)。

2.5.2 循环冲洗

循环冲洗, 以配管或外接临设形成闭路的条件作为系统, 运行正式泵或临时泵, 在泵吸入口和设备入口安装临时滤网、过滤器等方法来除去夹带的异物, 优点为:

1) 节约冲洗水。

2) 充分保证冲洗流速。

2.5.3 蒸汽吹洗

对正常走辅助蒸汽的管道用直流冲洗的方法进行蒸汽吹洗。

2.5.4 空气吹洗

对正常走气体的管道用直流冲洗的方法进行空气吹洗。

2.5.5 手擦拭清洗

1) 大口径管道由于用水冲洗不可能达到足够的流速, 因而采用浸泡或手擦拭等方法清洗管道内壁。

2) 首先用浸过除盐水的不起绒毛的上等白布擦拭, 其次再用浸过酒精的白布进行管内壁脱脂, 最后用浸过除盐水的白布进行精细擦拭。

3) 碳钢管道不能用除盐水、酒精擦拭, 用布手工擦拭干净。

2.5.6 油管道清洗

首先擦洗大口径的管道和箱体, 采用体内循环和体外循环的方式清洗油系统, 并不定期对油质进行分析。

2.6 清洗前的质量控制

1) 对设备状况(腐蚀产物、腐蚀量、垢物成分、水压试验用水水质及停放时间)应全面了解, 并进行必需的采样和测试工作。

2) 为保证清洗质量, 必须正确合理地设计清洗临时系统, 并收集与清洗的设备技术资料(设计图纸、材质)。

3) 设备清洗之前, 必须进行设备样管的清洗小型试验, 由小型试验确定清洗介质和化学清洗工艺。在化学清洗小型试验没有获得满意清洗效果或清洗质量要求时, 不能对设备实施化学清洗。

4) 化学清洗方案, 经审查、批准签字后才能正式执行。

5) 清洗用药品购置后, 全部的品种都要进行取样做质量检查, 经检测或试验不符合质量要求的药品不准使用。药品的检测或试验应有完整的记录。

6) 清洗临时系统安装, 应按清洗方案设计的系统图进行, 并检查清洗泵、管道规格、阀门规格、循环回路构成等与设计相符; 阀门按编号挂牌无误; 操作和指挥联络均应方便。

7) 清洗临时管道的焊接必须由持有焊工合格证的焊工进行。系统安装完毕后, 应做临时系统严密性试验, 水压试验压力必须符合规定。临时系统不能有滴、渗、漏发生。严密性检查不合格时, 消缺后必须重新做临时的系统严密性检

查, 严密性检查不合格时, 不能进行设备的化学清洗。

8) 清洗所需用的工业清水、除盐水储备量要满足清洗用水的要求。一般工业清水使用量是被清洗系统水容积的 5~7 倍; 除盐水使用量是被清洗系统水容积的 8~10 倍。清洗前, 工业清水、除盐水储备量应不少于估算量的 1/2, 其余水量由制水能力作保证。清洗介质用蒸汽加热时, 汽源应稳定可靠。

9) 清洗现场组织措施的落实, 设备清洗牵涉面广, 应由安装单位、清洗承担单位和业主共同组织一个清洗领导小组, 负责指挥清洗实施, 协调和处理清洗过程中出现的问题。

10) 清洗现场有可靠的安全措施, 应监督检查每一项安全措施的执行情况。

2.7 清洗过程中的质量控制

(1) 清洗工艺应正确实施监督。在对设备实施清洗过程中, 清洗介质的参数、清洗温度、清洗流速、清洗时间、清洗工艺步骤等要按清洗方案制定的技术条件和技术参数进行, 正确实施清洗方案。

(2) 清洗过程的化学分析。在水冲洗、碱洗、酸洗、漂洗钝化的清洗过程中, 应按规定的化学分析方法和清洗特别要求所选用的其他标准方法, 在规定的时间内对清洗介质浓度、铁、铜、被清洗物组分、浊度、pH 值等进行化学分析, 及时反映清洗状况。

(3) 清洗终点由以下几点判断确定:

1) 指定的清洗质量要求。

2) 清洗终点的取样结果。

3) 清洗过程中清洗介质、铁、铜离子、被清洗物组分的浓度变化。

4) 清洗废液排放应符合国家有关标准。

2.8 清洗标准

2.8.1 冲洗用水的水质标准

冲洗水的水质, 工艺系统用水的水质在国家标准和核电厂设计的化学手册中均有详细的规定。

2.8.2 冲洗后的判断标准

清洗的判断标准由系统的功能和清洗方法决定, 对各管道的冲洗应采用适宜的标准, 本判断标准适用于各管道的最终端的初步评判。

(1) 直流冲洗、空气吹洗。

1) 取 5~6 层厚的纱布安放在冲洗排出口, 连续冲洗 5min, 根据纱布上所粘附的异物进行清洁度的判断。

2) 判断进行两次, 两次都达到标准, 即作为合格。

A 级: 没有因铁锈、污物所导致的污点和变色; 确认没有肉眼可见的异物。

B 级: 没有因铁锈、污物所导致的污点和变色; 确认少于 5 个肉眼可见的 (0.2mm 以上) 异物。

C 级: 参照 B 级的标准, 确认肉眼可见的 (0.5mm 程度) 异物不多于数个。

D 级: 进行 10min 通水、通气, 确认无阻塞物。

(2) 循环冲洗。在泵吸入口、设备入口临时安装过滤网, 循环运转 30min, 根据过滤网上附着的异物进行清洁度判断。

A 级: 没有因铁锈、污物所导致的污点和变色; 确认没有肉眼可见的异物。

B 级: 在 60 目的滤网上确认没有阻塞物。

C 级: 参照 B 级标准, 确认 0.5mm 程度的异物不多于

数个。

D 级: 对碳钢管用 40 目的滤网过滤, 确认滤网上几乎没有附着的异物。

(3) 空气和蒸汽吹洗。

1) 用压缩空气来的空气吹洗三次, 用目视法检查靶件上麻点数。

2) 用辅助锅炉来的蒸汽吹洗三次, 每次约 10min, 用目视法检查确认吹洗蒸汽的颜色或靶件上麻点数。

(4) 手擦拭清洗。

1) 对于不锈钢配管, 确认没有 40 μ m 以上的肉眼可见的异物。

2) 对于碳钢管, 确认没有 1mm 以上的异物。

(5) 油清洗的判断标准以油分析结果符合各类油油质分析指标为准。

(6) 水冲洗的判断标准以水化学分析结果为准。

2.9 清洗后的保管

清洗完了后, 采用下述方式保养:

2.9.1 不锈钢管道

1) 用水清洗的管道, 原则上是充满水保养。由于工程的原因, 必须排水时, 则按原样进行空气吹干和保管。

2) 进行手擦清洗及空气吹洗的管道用空气保养。

2.9.2 碳钢管道

1) 用水清洗的管道, 充满水保养。

2) 进行手擦清洗、空气吹洗的管道用空气保养。

2.9.3 特殊设备保养

特殊设备保养根据设备技术规格书的要求进行, 例如, 蒸汽发生器的干保养采用充氮气保养, 湿保养采用加联胺控制溶解氧实施保养, 设冷水系统添加缓蚀剂, 汽轮机本体暖风保养等。

2.10 常规岛清洗主要流程

凝结水及给水系统必须在机组整套启动前进行化学清洗, 见图 4.1-3 (a)。清洗范围包括: 凝汽器汽侧→凝结水管→低压加热器水侧→除氧器水箱及下水管→高压加热器水侧→给水管→各级加热器旁路管→除氧器水箱再循环管。

除氧器水箱因水容积大, 内表面容易人工清洁处理, 可不参加循环清洗, 而在化学清洗时作存储除盐水和加热水箱使用。

碱清洗回路: 清洗箱→清洗泵→凝汽器→凝结水泵→凝结水精处理旁路管→轴封加热器及旁路管→低压加热器及旁路管→除氧器下水管及再循环管→给水泵旁路管→高压加热器及旁路管→给水管→清洗箱。

当凝汽器不参加碱清洗, 凝结水泵也不用作清洗循环泵时, 凝结水管的临时清洗接口应尽可能地靠近凝结水泵。碱清洗回路如下: 清洗箱→清洗泵→凝结水泵出口凝结水管→凝结水精处理旁路管→轴封加热器及旁路管→低压加热器及旁路管→除氧器下水管及再循环管→给水泵旁路管→高压加热器及旁路管→给水管→清洗箱。

酸清洗回路: 清洗箱→清洗泵→凝结水泵出口凝结水管→凝结水精处理旁路管→轴封加热器及旁路管→低压加热器及旁路管→除氧器下水管及再循环管→给水泵旁路管→高压加热器及旁路管→给水管→清洗箱。

在清洗过程中, 水、加热蒸汽和药品都注入清洗箱。

当除氧器参加化学清洗时, 除氧器水箱可作临时清洗箱。在清洗过程中, 水、加热蒸汽和药品都注入除氧器水箱

内。清洗循环回路为：除氧器水箱→除氧器下水管→清洗泵→高压给水管道及高加旁路管→主给水隔离阀前→凝结水泵出口凝结水管→凝结水精处理旁路管→低压凝结水管及轴封低加旁路管→除氧器水箱。

核电厂主蒸汽管道在蒸汽进入汽机前利用储存在蒸汽发生器内具有一定压力的压缩空气进行开放式吹扫,满足要求后,再完成主蒸汽管的最终连接。

蒸汽发生器的二次侧清洗由外设的高压水力冲洗泵和在热态工况下, 由蒸汽发生器排污完成。

2.11 主系统和相连的主要辅助系统清洗

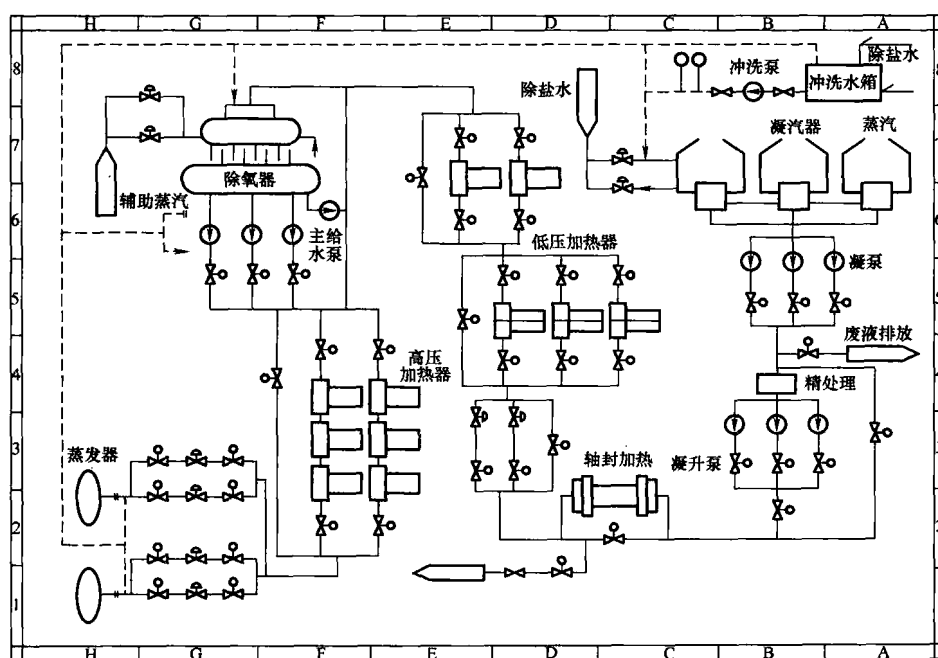
主系统和相连的主要辅助系统清洗的目的是清洗反应堆冷却剂的主管道和与主管道相连接的安全注入系统、化学和

容积控制系统、停堆冷却系统、反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统、取样系统、疏排水系统等。

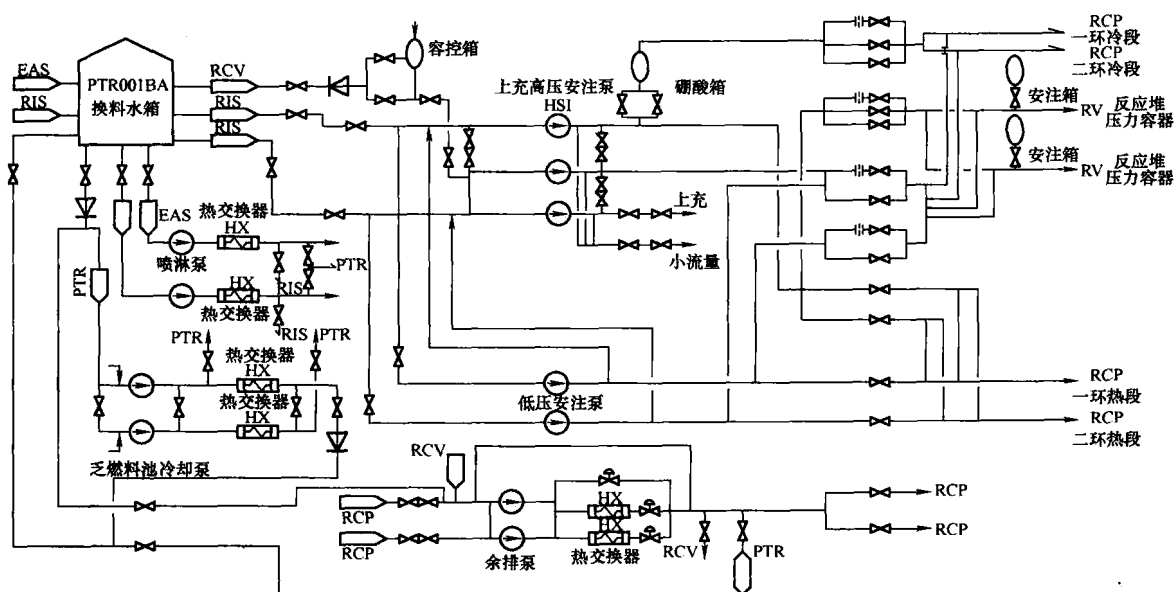
设备和管道的清洁度主要是通过设备制造、出厂前的清洗、包装、运输、储存、安装过程中采取的防异物混入和维持清洁度等措施保证。大口径管道、水池和容器通常在与之相连的管道系统冲洗完成和浸泡后,采用手擦拭清洗。与主管道相连的取样和疏排水管道采用直流冲洗,安注箱采用重力冲洗,换料水池、压力容器采用手擦式冲洗。

核电厂的清洗水源由除盐水厂房供给。除盐水通过除盐水分配系统经泵输送到核岛、常规岛、核辅助厂房及相应的工艺系统。

安全注入系统、化学和容积控制系统、停堆冷却系统、反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统的充水均可来



(a)



(b)

图 4.1-3 化学清洗
(a) 系统示意; (b) 主要辅助系统冲洗

自换料水箱,系统冲洗流程示意简图见图4.1-3(b)。

冲洗的步骤如下:

- 1) 冲洗前的准备。
- 2) 单个系统分别独立进行冲洗。
- 3) 单系统冲洗根据系统功能、流体走向分段进行冲洗,由干净区向脏区延伸,逐步扩大冲洗区域和进行连接支管冲洗,直至全系统冲洗。
- 4) 冲洗可以先用换料水箱进行充水浸泡和进行重力冲洗,然后利用泵进行直流冲洗和循环冲洗。
- 5) 系统间的连接管线冲洗应注意冲洗流体走向(和冲洗步骤),防止交叉污染。

3 分系统设备和系统检查

3.1 设备和系统的检查

在安装结束,实行安装向调试责任移交的过程中,以及在责任移交后建立的试验区内,在系统的试验进行之前,要对组成该系统的各项设备和系统进行检查,以确认:

- 1) 系统、子系统或部件安装完工,未完工作不会影响调试和调试结果。
- 2) 系统设备清洁完好,可投入运行。
- 3) 测试设备经过标定。
- 4) 安装后的机械或电气设备已经过检查可以进行试验。

3.2 验收标准及规范

- 1) 电力建设施工及验收技术规范。
- 2) 工程设计和设备文件。
- 3) 国家有关的标准和规范。

3.3 机械设备检查

3.3.1 一般检查

检查设备名称、编号,所安装设备的完整性和安装位置及系统的完整性。

3.3.2 管道

- 1) 名义直径及标识。
- 2) 正确的倾斜度,放气、排水布置。
- 3) 支承件、固定件的完整性及可调整性。
- 4) 温度变化时可自由伸缩。
- 5) 阻尼器安装正确。
- 6) 管道保温的完整性。

3.3.3 容器、热交换器、过滤器、树脂床

- 1) 铭牌正确、完整。
- 2) 固定及支撑件齐全,温度变化可自由伸缩。
- 3) 排水、放气的设施。
- 4) 有拆除、清洗、维护和修理的可行性。
- 5) 容器内部设备及附加设备的清洁度和完整性。
- 6) 热交换器内部的清洁度。
- 7) 容器衬里的完整性和厚度。
- 8) 过滤器的安装和过滤材料。
- 9) 树脂床滤头检查。

3.3.4 阀门

- 1) 型号(铭牌)与系统设计的相一致。
- 2) 设备号、临时标记正确。
- 3) 流向的安装位置正确。
- 4) 密封方向(可与流动方向相反),可根据系统的设计图纸和运行方式确定。

- 5) 阀杆延长部分的功能良好。
- 6) 支承牢靠。
- 7) 驱动装置自重的支撑。
- 8) 行程限位系统的调整。
- 9) 泄漏和密封水连接。
- 10) 可操作性。
- 11) 密封函填料装入并均匀压紧。
- 12) 电动或电磁驱动阀的电气连接完整、正确。
- 13) 拆卸、维修的可能性。
- 14) 阀门开关灵活无卡涩。
- 15) 气动阀失气的阀位。

3.3.5 泵与风机、压缩机

- 1) 泵与风机、压缩机在基座上安装和固定正确,结构完整。
- 2) 泵、风机、压缩机和电动机的铭牌和基本参数。
- 3) 对中记录。
- 4) 泵设备拆卸的可能性。
- 5) 组装(轴密封、离合器、润滑系统)。
- 6) 所有辅助系统及功率传动机构的组装。
- 7) 手动盘泵无卡涩。

3.3.6 法兰

- 1) 检查法兰连接的完整性和正确性,检查密封性及缩颈螺栓的拧紧扭矩。
- 2) 检查垫片材质、型式及规格。

3.4 仪控设备检查

3.4.1 目视检查

- 1) 设备标记:铭牌清楚完整,仪表的面板和刻度盘整洁清晰。
- 2) 仪表类型:型号、规格要符合设计要求。
- 3) 测量范围:仪表测量范围要符合设计要求。
- 4) 安装位置:各类仪表和安装位置符合要求。
- 5) 检查外围设备的完整性和完备性。
- 6) 整体外观检查:仪表盘、仪表箱、操纵台的油漆应均匀、完整。仪表外表应没有外伤痕迹。
- 7) 接地检查:仪表盘、操纵台和仪表的接地线连接应紧密、牢固,确保构成一点接地系统。

3.4.2 检测元件和变送器的检查

检测元件安装方向必须正确,变送器除固定牢固、附件齐全外,量程规格应正确。

3.4.3 系统抽查

输入模拟信号,检查系统连接正确。各仪表应灵敏,测量准确、零位正确,指示精度、变差、记录精度符合说明书的要求。

3.4.4 调节系统、程控装置及计算机

- 1) 检查输入线路是否正确,并确认信号线路已校正正确。
- 2) 调节器的正反作用检查,其输出信号特性必须符合设计要求。
- 3) 调节器的手动和自动操作的双向切换检查。
- 4) 调节器的比例带、积分时间、微分时间检查。
- 5) 程控装置和计算机的逻辑检查。输入一个信号后,程控装置应按设计的要求和顺序走完该系统的逻辑通道,计算机本机显示逻辑正常。

3.4.5 报警及连锁系统的检查

- 1) 报警组件按设计规定的给定值进行整定完毕。

2) 信号发生端输入模拟信号, 检查音响、灯光信号显示清晰正确, 报警定值应符合设计规定。

3) 信号端输入模拟信号时, 整套联动应符合设计要求。

3.5 电器设备

电器设备和系统交工验收包括变压器、互感器、高压电器、母线、旋转电机、盘、柜及二次回路接线、电缆、蓄电池等电气设备。

3.5.1 变压器、互感器

- 1) 本体冷却装置及所有附件应无缺陷, 且不渗油。
- 2) 轮子的制动装置应牢固。
- 3) 油漆应完整, 相色标志正确。
- 4) 事故排油设施应完好, 消防设施齐全。
- 5) 储油装置、冷却装置、净油器。
- 6) 接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求, 接地应可靠。
- 7) 储油装置和充油套管的油位应正常。
- 8) 分接头的位置应符合运行要求; 有载调节器切换装置的远方操作应动作可靠, 指示位置正确。
- 9) 变压器的相位及绕组的接线级别应符合要求。
- 10) 测温装置指示应正确, 整定值符合要求。
- 11) 冷却装置试运行应正常。
- 12) 安装期间的电气试验应合格; 保护装置整定值符合规定; 操作及联动试验正确。

3.5.2 高压电器

高压电器包括交流 220kV 及以下的真空断路器、隔离开关、负荷开关、高压熔断器、GIS 等。

- (1) 真空断路器验收时应进行下列检查:
 - 1) 真空断路器应固定牢靠, 外表清洁完整。
 - 2) 电气连接应可靠且接触良好。
 - 3) 真空断路器与其操作机构的联动应正常, 无卡阻; 分、合闸指示正确; 辅助开关动作应准确可靠, 接点无电弧烧损。
 - 4) 灭弧室的真空度应符合产品的技术规定。
 - 5) 并联电阻、电容值应符合产品的技术规定。
 - 6) 绝缘部件、瓷件应完整无损。
 - 7) 油漆应完整, 相色标志正确, 接地良好。
- (2) 隔离开关、负荷开关及高压熔断器验收时, 应进行下列检查:
 - 1) 操作机构、传动装置、辅助开关及闭锁装置应安装牢固, 动作灵活可靠; 位置指示正确, 无渗漏。
 - 2) 合闸时三相不同期值应符合产品的技术规定。
 - 3) 相间距离及分闸时, 触头打开角度和距离应符合产品的技术规定。
 - 4) 触头应接触紧密良好。
 - 5) 空气压缩装置及管道系统应符合有关规定。
 - 6) 油漆应完整、相色标志正确, 接地良好。
- (3) 六氟化硫封闭式组合电器。
 - 1) 安装牢靠, 外表清洁完整, 动作性能符合产品的技术规定。
 - 2) 组合电器及其传动机构的联动应正常, 压缩空气操作系统功能符合设计要求, 无卡阻现象; 分、合闸指示正确; 辅助开关及电气闭锁应动作正确可靠。
 - 3) 支架及接地引线应无锈蚀和损伤, 接地应良好。
 - 4) 密度继电器的报警, 闭锁定值应符合规定, 回路传动正确。

5) 六氟化硫气体漏气率和含水量应符合规定。

(4) 母线交接验收检查。

1) 金属构件加工、配制、螺栓连接、焊接等应符合国家现行标准的有关规定。

2) 所有螺栓、垫圈、闭口销、锁紧销, 弹簧垫圈、销紧螺母等应齐全、可靠。

3) 母线配制及安装架设应符合设计规定且连接正确, 螺栓紧固, 接触可靠, 相间及对接地电气距离符合要求。

4) 瓷件应完整、清洁; 铁件和瓷件胶合处均应完整无损, 充油套管应无渗油, 油位应正常。

5) 油漆应完好, 相色正确, 接地良好。

(5) 电缆线路交接验收。

1) 电缆规格应符合规定; 排列整齐, 无机械损伤; 标志牌应装设齐全、正确、清晰。

2) 电缆的固定, 弯曲半径, 有关距离, 以及单芯电力电缆的金属护层的接线、相序排列等应符合要求。

3) 电缆终端、电缆接头及充油电缆的供油系统应安装牢固, 不应有渗漏现象; 充油电缆的油压表计整定值应符合要求。

4) 接地应良好; 充油电缆及护层保护器的接地电阻应符合设计。

5) 电缆终端的相色应正确, 电缆支架等的金属部件防腐层应完好。

6) 电缆沟内应无杂物, 盖板齐全, 通道内应无杂物, 照明、通风、排水等设施应符合设计要求。

7) 直埋电缆路径标志, 应与实际路径相符。路径标志应清晰、牢固、间距适当。

8) 防火措施应符合设计, 且施工质量合格。

3.5.3 旋转电机交接验收

1) 建筑工程全部结束, 现场清扫整理完毕。

2) 电机本体安装检查结束, 启动前应进行的试验项目已按现行国家标准《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》试验合格。

3) 冷却、调速、润滑、水、密封油等附属系统安装完毕, 验收合格, 水质, 油质符合要求。

4) 发电机出口母线应设有防止漏水、漏油、金属及其他物体掉落等设施。

5) 电机的保护、控制、测量、信号、励磁等回路的安装调试完毕, 动作正常。

6) 测定电机定子绕组、转子绕组及励磁回路的绝缘电阻, 应符合要求; 有绝缘的轴承座的绝缘板、轴承座及台板的接触面应清洁干燥。

7) 电刷与换向器或集电环的接触应良好。

8) 盘动电机转子时应转动灵活, 无碰卡现象。

9) 电机引出线应相序正确, 固定牢固, 连接紧密。

10) 电机外壳油漆应完整, 接地良好。

11) 照明、通信、消防装置应齐全。

3.5.4 盘、柜及二次回路

该规范的适用范围包括保护盘, 控制盘, 直流屏, 励磁屏, 信号屏, 远动盘, 动力盘, 照明盘, 微机控制有关屏、盘, 高、低压开关柜等; 二次回路接线包括保护回路、控制回路、信号回路及测量回路等。

1) 盘、柜的固定及接地应可靠, 盘、柜漆层应完好、清洁整齐。

2) 盘、柜内所装电器元件应齐全完好, 安装位置正确, 固定牢固。

3) 所有二次回路接线应准确, 连接可靠, 标志齐全清晰, 绝缘符合要求。

4) 手车或抽屉式开关柜在推入或拉出时应灵活, 机械闭锁可靠; 照明装置齐全。

5) 柜内一次设备的安装质量验收要求应符合国家现行有关标准规范的规定。

6) 用于热带地区的盘、柜, 应具有防潮、抗霉和耐热性能, 按现行国家标准《热带电工产品通用技术》要求验收。

7) 盘、柜及电缆管道安装完后, 应作好封堵。

8) 操作及联动试验正确, 符合设计要求。

3.5.5 蓄电池交接验收

1) 蓄电池室及其通风、采暖、照明等装置应符合设计的要求。

2) 布线应排列整齐, 极性标志清晰, 正确。

3) 电瓶编号应正确, 外壳清洁, 液面正常。

4) 极板应无严重弯曲、变形及活性物质剥落。

5) 初充电、放电容量及倍率校验的结果应符合要求。

6) 蓄电池组的绝缘良好。

3.6 文件验收

1) 竣工图。

2) 工程记录。

3) 设计变更通知单, 设备材料代用单。

4) 设备交接清单。

5) 未完工程项目明细表。

6) 安装记录。

7) 试验报告。

8) 备品备件移交清单。

9) 设备在安装中的不符合项目清单。

4 调试阶段的划分和内容

4.1 调试阶段划分

HAD103/02 核电厂调试, 对调试阶段划分如下:

A 阶段: 预运行试验。

A1 阶段: 冷态性能试验。

A2 阶段: 热态性能试验。

B 阶段: 装料、初始临界和低功率试验。

B1 阶段: 装料和次临界试验。

B2 阶段: 初始临界。

B3 阶段: 低功率试验。

C 阶段: 功率试验。

秦山二期、大亚湾、岭澳核电厂调试阶段划分见表 4.1-2。

表 4.1-2 核电厂调试阶段划分

预运行试验阶段					初始启动试验阶段			
阶段 I 初步 试验	阶段 II 冷态和热态功能试验				阶段 III 装料、临界和功率试验			
各系统 独立试 验	II-1	II-2	II-3	II-4	III-1	III-2	III-3	III-4
	冷态功 能试验	热态功 能试验 准备	热态功 能试验	装料 准备	堆芯首 次装料	次临界 前试验	首次临 界和低 功率试 验	功率提 升试验
	A1	A2			B1		B2 B3	C

该阶段划分不包括属于建造阶段的压力试验、系统冲洗等内容, 仅包括系统性能试验和核电厂整体性试验。部分冷态性能试验项目可延续到装料前完成。

4.2 调试应具备的条件

开始调试活动应具备以下条件:

1) 有关构筑物、系统部件已按照设计要求和条件安装完毕。

2) 安装部门已提供有关系统安装完成报告, 通过检查证明安装质量符合有关要求、单机试车系统冲洗、耐压试验完成。提供的系统和设备已能运行, 系统和环境清洁度满足要求, 并已按安装向调试移交程序办理了中间交工验收手续。

3) 用于试验的电气、机械设备已进行过检查, 用于试验的仪器仪表已进行过标定。

4) 调试所用的备品、备件、工器具和材料及临时设施已准备好。

5) 对安装向调试移交的运行、维护和维修工作已作好安排。

6) 有关调试文件已经过批准。

7) 对工业安全、消防、保卫、通信联络等已作好安排。

8) 调试人员已经有组织地进行过培训授权。

9) 已对调试的机构、人力、计划和行政管理工作做好安排等。

4.3 性能试验的主要内容和方法

4.3.1 性能试验的主要内容

1) 警报试验确认核电厂系统和设备的状态, 当运行的参数处于异常状态时, 相应的警报能够给出, 警报的形式有光字牌、指示灯、音响等各种形式。

2) 连锁试验确认参数变化时设备之间的电气连锁, 即工况变化时引起的设备状态变化的电气连锁。

3) 控制试验确认系统运行有控制要求的参数的变化。即用于工艺监督的热功测量参数(压力、温度、流量、水位等), 能被控制在正常的工作范围内。

4) 参数调整试验根据设计要求, 系统和设备的功能, 在不同运行工况下和事故工况下, 对参数(PID 参数)进行调整。

5) 系统可运行性试验在各种运行工况下, 对全系统进行可运行性试验, 确认系统运转无异常。

6) 设备的功能性试验对设备、构筑物的功能进行试验, 如主系统水压试验, 安全壳强度和泄漏率试验, 应急柴油发电机整机配套试验等。

7) 综合试验涉及多系统、多设备的综合联动瞬态试验。

8) 特殊试验有特殊测试内容的试验采用相应的方法进行试验, 以验证系统和设备的设计、制造(物理和辐射防护试验等)符合设计要求。

4.3.2 性能试验的方法

性能试验所采用的方法是多种多样的, 主要是根据系统和设备的不同功能采用不同的调试方法, 每个试验项目的调试方法在调试细则中有详尽的叙述, 这里仅介绍共性部分。

4.3.2.1 警报连锁试验方法

1) 从一次测量元件变送器的输入端输入模拟信号和开量信号。

2) 从测量元件处输入相应的参数, 液位报警可用试验型 U 管的上下位置移动来确认, 压力报警、流量报警可以

在引压管处外接压力试验装置,改变压力值确认相应的警报。

3) 把测量元件放入类似的介质环境中,例如温度计放入介质中,改变介质温度,确认温度警报。

4) 改变系统运行工况,确认相应的警报和连锁。

5) 多重通道,多种原因引起同一报警的试验方法,采用使其余通道或参数满足正常运行条件,改变某一通道或参数来确认相应的警报连锁。

6) 警报试验的方法针对不同的情况有不同做法,在条件许可或容易满足的情况下,应以改变系统运行参数,设备实动作为主。

7) 连锁试验应遵循先易后难、先局部后整体、分解组合的原则进行,但是分解组合的接口应有重叠部分,以保证完整性。

4.3.2.2 控制系统试验方法

1) 利用改变参数设定值的方法,确认控制系统的控制特性,设定值改变可以用改变定值的方法或输入模拟量的方法来实现。

2) 改变系统运行工况,使被控参量发生变化,确认控制系统的控制特性。

3) 多参量控制采用固定其他参量、改变一个参量的方法进行试验,然后进行整体试验,整体试验根据控制系统的功能和工作范围进行实动作试验,以确认控制系统的特性。

4.3.2.3 系统参数调整和可运行性试验

根据设计技术文件中涉及的系统功能、运行方式以及参数等,在调试时应根据运行时的实际情况对系统参数进行调整,并对各种功能、各种运行工况进行验证,以确认系统的可运行性和设备功能。对事故工况和特殊的运行方式,在调试时应努力做到一致,条件不许可时,应尽量模拟实际情况,使试验具有真实性。

系统可运行性试验是在警报、连锁试验完成的基础上,根据系统的功能分块分次进行的,然后是系统在正常工况下的可运行性试验和特殊工况下的试验。

4.3.2.4 设备的功能性试验

设备性能试验根据设备功能,制定相应的试验方法和测试方法,对设备性能进行验证。

4.3.2.5 综合试验

涉及多系统、多设备、多工种的联动试验。首先是单个系统和设备的试验,然后是系统接口之间的试验,在以上试验成功的基础上,进行综合性的联动试验。反应堆、汽轮机、发电机之间的综合连锁试验,首先是反应堆保护、汽轮机停机保护、发电机保护的试验,然后是系统接口和综合性试验。

以上简介了性能试验中的共性部分。实际调试过程中,调试是相当复杂的,受各方面的因素的影响,必须认真充分做好调试实施前的准备工作,以保证调试时的设备、人身安全和调试的顺利进行。

4.3.3 各阶段性能试验的主要内容

4.3.3.1 II-1子阶段冷态性能试验的主要内容

(1) 单机试车。

单机试车是对单台设备进行启动、运行、停止及其一般性能检查,考验设备的设计、制造和安装的质量。对于水泵要测其振动、声音、轴承温度、最小负荷和额定负荷时的扬程,以及电动机电流、运行的稳定性;对于阀门,要动作正常、限位正常、开度指示正常;对于控制调节设备的有关连锁,开环试验合格、电气开关动作正常、相应的仪表信号

正常等等。

冷态性能试验是指反应堆冷却剂温度在60℃以下时,对核岛和常规岛相关的辅助系统和主系统进行的一系列性能试验。

(2) 冷态性能试验的特点。

① 冷态性能试验涉及核电厂的各个系统,试验范围广,试验项目多;② 冷态性能试验时间长,从系统受电直至反应堆装料前;③ 冷态性能试验是安装后的首次试验,调试与安装、系统之间、试验项目之间交叉多,需精心组织,合理安排;④ 安装完成以后的冷态性能试验,会暴露出大量的安装、设备、设计中存在的问题;⑤ 冷态性能试验项目中,有一批难度较大的试验项目,如主系统耐压试验,安全壳强度和泄漏率试验,应急柴油发电机程序带载试验等。

(3) 冷态性能试验的主要调试内容。

1) 公用设施系统调试。首先进行公用设施系统调试,使其能发挥预定功能,为后续的核岛及常规岛调试创造条件。公用设施系统包括供电、原水、净水、化学水、冷冻水、排水、通风空调、压缩空气、备用供热站及通信等。

公用设施系统调试完成的标志是可以提供电源、通风、合格的除盐水、冷冻水、压缩空气和辅助蒸汽等,使核岛和常规岛辅助系统调试具备条件。

2) 警报、连锁、逻辑回路动作试验,程序控制。各系统内外设备的连锁、信号报警,堆保护系统响应时间测定,堆保护和专设安全设施的逻辑回路动作试验,电气继电保护整定值测定等。

3) 设备系统性能试验。反应堆主冷却剂泵和主系统相关设备试验、稳压器卸压箱卸压阀试验,压力容器开盖的功能试验。化容、硼回、停冷、安注、安喷、设冷、废水废气处理、空调、暖通、燃料运输系统试验。二回路的凝水、给水、辅助给水、疏水、海水、真空系统,油系统、调速系统、保安系统、蒸汽发生器排污系统,不停电电源和应急柴油发电机试验。一回路升压降压(1~30kgf/cm²),升温降温(20~60℃)性能试验,主系统维持规定压力、温度、流量的试验,主系统测振测阻力等。

4) 主系统的水压试验。

4.3.3.2 II-3子阶段——热态功能试验

热态功能试验是为了在尽可能模拟核电厂实际运行条件下,验证系统和设备的热态功能是否与设计规定要求相一致,验证系统、设备在高温运行时的可靠性。在此阶段中,完成用非核蒸汽冲转汽轮发电机组到额定转速的试验。

(1) 热态性能试验条件除应满足冷态性能试验的条件外,还应满足下列条件:

1) 冷却剂压力边界的保温层已安装好。

2) 热态性能试验必须使用的一、二回路系统和设备已通过了冷态性能试验。

3) 化水、给排水、通风空调、压缩空气站、供热站、冷冻站已正常运行。

4) 应急供电已具备条件。

热态工况是利用反应堆冷却剂泵的运转和稳压器电加热器功率,使冷却剂升温至热停堆温度。在180℃以下,由余热排出系统控制冷却剂系统的温度,180℃以上时,由蒸汽排放系统来控制其温度。

在反应堆冷却剂系统为水实体时,用化容系统的上充和下泄量来控制系统的压力。稳压器建立汽腔后,由稳压器压力控制系统来控制系统压力。

(2) 主要调试内容:

- 1) 堆内构件流致振动试验(原型堆)。
- 2) 辅助给水系统的试验。
- 3) 失去重要仪表电源试验。
- 4) 反应堆冷却剂系统的稳压器电加热器和喷雾效率试验、连续喷雾调节试验、压力整定点检查、稳压器安全阀组件功能试验、冷却剂温度通道校准等。
- 5) 化学容积控制系统的热态期间上充管线试验、主泵密封水管线试验、下泄管线试验、辅助喷淋性能试验。
- 6) 取样系统试验。
- 7) 安注系统启动试验。
- 8) RGL系统:热态期间CRDM空载运行试验。
- 9) 验证堆芯热电偶特性。
- 10) 主蒸汽大气释放阀试验。
- 11) 给水泵汽轮机空载、超速、重新启动试验。
- 12) 主蒸汽旁排系统、稳压器压力、液位的闭环试验。
- 13) 主蒸汽系统:主蒸汽压力测量通道验证、主蒸汽安全阀整定压力验证、主蒸汽疏水系统试验等。
- 14) 汽轮机重要阀门动作时间测定,汽轮机的转速控制功能试验等。
- 15) 管道和支吊架之间的间隙调整和位移测量。
- 16) 非核蒸汽首次冲转汽轮机。

4.3.3.3 II-4子阶段——装料准备

除对反应堆压力容器排空、开盖以及进行内部全面检查外,还要为反应堆首次装载核燃料做好一切准备,如装换料机试验,检查或调整保护整定值,对主系统等充满硼水,并完成装换料操作人员的培训等。

主要调试内容:

- 1) 压力容器开盖,清理、拆除堆内流致振动测量设备。
- 2) 安全壳厂房建立核清洁区。
- 3) 对压力容器内各部件进行全面役前检查。
- 4) 进行装卸料机和燃料工艺运输系统的试验。
- 5) 核功率测试系统试验:如模拟核仪表试验、有中子源试验、抗干扰试验等。
- 6) 反应堆保护系统装料前整体系统试验。
- 7) 硼溶液制备。
- 8) 建立控制区并实施出入管理制度。
- 9) 辐射防护设施投用。
- 10) 废液处理系统的试验。
- 11) 硼回收系统试验。
- 12) 废气处理系统试验。
- 13) 用模拟燃料组件在燃料操作系统上完成装换料操作人员的培训和授权。
- 14) 组织和协调设计、安装、设备厂家对热态试验中发现问题进行处理。
- 15) 继续完成冷态性能试验的未实施和未完成的项目。
- 16) 对安全壳进行整体性强度试验和泄漏试验。

4.3.3.4 III阶段:初始启动试验阶段

初始启动试验的目的是为了确认设计基准,并证明电厂的运行与设计要求相符,同时具有在安全分析报告中规定的对预期瞬态和假想事故作出正确响应的能力。

初始启动试验包括:装料、次临界试验、首次临界与低功率试验以及功率提升试验。分为四个子阶段实施。

(1) III-1子阶段——首次装料。

在国家核安全局对核电厂的安全审评要求的落实情况和装料许可证条件进行了检查,并颁发《关于批准核电厂首次装料的通知》后,核电厂才允许装料。

装料是首次将燃料组件按事先确定好的装料顺序和装料图正确装入反应堆。

(2) III-2子阶段——次临界试验。

装料后的性能试验是为了验证装料后的反应堆及全部设备和系统已处于能够启动并进行核功率运行的状态。

次临界试验分为堆芯装料后的“冷态”试验和“热态”试验进行。其试验结果应证明,首次临界前在堆芯已装料的冷态和热态情况下全部设备和系统能正常和安全地运行。

1) 一、二回路泄漏率试验。

2) RCP系统:装料后因主系统的阻力特性的变化,应对热态试验期间与主系统阻力特性有关的项目再次试验,例如冷却剂测温回路流量验证、冷却剂流量验证等。

3) RGL系统:CRDM运行试验、掉棒时间测量、棒位测量柜最终调试、棒控棒位功能试验等。

4) LLS系统:在一次侧和蒸汽压力为额定及变化时,向主泵1#密封的紧急注入试验。

5) BAS系统:全厂失电,ST—AT切换试验;正常电源向备用电源的切换试验。

6) 500kV线路和母线,主变压器和厂用变压器保护逻辑试验、继电保护装置信号报警试验、变压器冷却及传动试验、主变压器零起升压试验均应完成。

7) TEG系统全部试验完成。

8) TEP系统试验全部完成。

(3) III-3子阶段——首次临界和低功率试验。

1) 该阶段包括首次临界、低功率试验,首次并网和功率提升到约50%FP的试验。

① 首次临界试验是利用仔细安排的试验程序,慎重、安全地使反应堆达到初始临界。

经国家核安全局检查认可,并颁发了《关于批准核电厂首次临界的通知》后,开始主系统稀释,在达到外推临界硼浓度后,提升控制棒,使反应堆首次达临界。临界时实测值与设计值应在设计允许的偏差范围内。

② 根据预先制定的试验项目和程序进行首次堆芯物理试验。低功率试验并对其试验结果经过分析和认可后,堆芯功率可以逐级(10%、15%和30%FP)地提升到约满功率的50%,并在各个功率台阶上完成相应的试验。

2) 低功率试验是为了验证堆芯的特性、反应堆控制系统、反应堆物理参数和屏蔽特性等符合设计值。

① 在10%FP之前,主系统产生的能量经大气或冷凝器蒸汽排放系统排放,以检查这些系统的正确运行和控制。

② 在10%FP功率水平时进行汽轮发电机启动试验和首次同步并网试验。利用核功率产生的蒸汽和汽机旁路排放调节,使汽机冲转至额定转速并网前进行了汽机超速保护试验,冲转并网过程中验证辅助系统和DEH功能试验及汽轮发电机组振动测量,并进行失去厂外电源向柴油发电机切换的试验。

③ 在15%FP功率水平时,调整蒸汽发生器水位控制器,并进行检查和确认,以保证从低流量通道向高流量通道的正确切换。

④ 从30%FP台阶开始,NSSS控制系统可以在稳态和瞬态条件下进行试验。分析该系统的响应时间以证明控制通道运行正常和整定点正确。

⑤ 在各功率台阶和50%功率水平上测量反应性功率系数和功率分布。根据二次侧热平衡测量的结果,将核仪表的初始整定点调整到较为保守的数值上。

⑥ 在确定了堆内外通量探测器测量的关系式之后,对

该仪表进行标定。

⑦ 进行汽轮机跳闸而反应堆不紧急停堆和功率从 50% 甩负荷试验, 这两项试验的目的在于检验汽轮机旁路和反应堆控制系统, 并证实保护通道会按时动作。

⑧ 最后, 进行紧急停堆试验, 机组处于热停堆状态。

3) 该阶段在各功率台阶进行下列主要试验:

① 每个功率水平上 RPN 定值检查和调整。

② 蒸汽和主给水流量标定。

③ 主回路和二回路通道调整试验。

④ 除氧器热态调整。

⑤ RRC 系统: SG 液位在低负荷下的闭环控制试验; SG 液位和给水闭环控制回路试验; 棒控系统闭环试验; $\pm 10\%$ 阶跃负荷变化试验, $\pm 5\%/min$ 线性负荷变化试验等。

⑥ 热平衡试验及通过热平衡确定冷却剂流量。

⑦ 各功率台阶下功率分布测量。

⑧ 堆外通量电离室刻度。

⑨ 反应堆冷却剂温度通道标定。

⑩ ATE 凝结水精处理系统试验。

⑪ 功率系数测量。

⑫ 甩负荷孤岛运行试验、停机不停堆试验。

⑬ 主给水泵的切换试验和并列运行试验。

⑭ 高、低压加热器启动试验。

⑮ 主给水调节阀与旁路调节阀切换试验。

⑯ 落棒试验及模拟落棒试验。

⑰ 发电机 AVR 单板静态试验和 AVR 投运试验。

⑱ 发电机启动试验。

⑲ 反应堆冷却剂系统自然循环试验。

⑳ 汽轮机 DEH 控制功能试验。

㉑ 汽轮机旁路排放系统试验。

4.3.3.5 III-4 子阶段——功率提升试验

经国家核安全局批准后, 该阶段主要是将反应堆功率逐步从 50%FP 提升到 100%FP 满功率, 并在各功率平台上进行正常和模拟各种瞬态工况下的各种试验以及一系列重要综合连锁试验和性能试验, 如甩负荷试验, 停机不停堆试验, 反应堆紧急停堆试验, 汽轮机 DEH 控制系统功能确认, 仪表刻度的检查和调整, 核功率分布和反应性系数测量, 100%FP 功率平台的物理、热工水力、综合性能试验, 核电厂满功率运行考核试验, 并按火电标准完成 168h 汽轮机发电机组连续满功率运行验收试验等。

功率提升试验是为了验证核电厂能按照设计要求安全有效地连续运行, 验证在各种预期瞬态工况下核电厂应具有的安全性。

在 (50%~100%) FP 功率试验阶段实施下列试验:

1) 凝汽器半侧解列试验。

2) 高、低压加热器解列试验。

3) 凝汽器真空严密性试验。

4) 汽轮发电机热力性能试验。

5) SG 蒸汽含湿量测量。

6) SG 设计裕量试验。

7) 额定热输出试验 (RTO)。

8) 100%FP 停机不停堆试验。

9) 100%FP 甩负荷孤岛运行试验。

10) 100%FP 紧急停堆试验。

11) 核岛厂用负荷测量。

12) 发电机温升试验。

13) 发电机氢气泄漏性能试验。

14) 核岛厂房辐射场测量。

5 核岛主辅系统的主要试验

核岛主辅工艺系统涉及的范围较广, 系统试验的内容和方法与常规核电厂和化工企业等调试方法有许多类同之处, 因此没有必要和不可能 (设计、设备配置不同) 对所有工艺系统的试验项目作详细介绍。具体试验方法各核电厂也会有所不同, 本节以某核电厂的调试为参考, 通过范例介绍系统试验的内容和方法, 重点介绍核电厂的专项试验的内容和方法, 供核电厂调试人员参考。

5.1 安全注入系统试验

安全注入系统 (RIS) 是组成专设安全设施的系统之一, 它的设计和配置是为了向堆芯提供应急冷却, 防止燃料损伤。安注系统是按下列事故工况进行设计的:

1) 一回路管道破裂、泄压和安全阀误开启, 这些事故引起的水的排放量超过正常补给水系统所能补给的水量。

2) 控制棒弹棒事故引起的控制棒驱动机构外壳断裂。

3) 蒸汽系统管道破裂、卸压, 或安全阀误开启。

4) 蒸汽发生器 (SG) 传热管破裂。

5) 给水管道的破裂等。

5.1.1 功能

5.1.1.1 主要功能

在反应堆冷却剂系统发生失水事故或主蒸汽系统发生管道破裂事故时, 安全注入系统完成堆芯应急冷却功能:

(1) 在失水事故情况下, 通过向堆芯注入浓硼水, 能防止燃料包壳熔化, 并保持堆芯的几何形状和完整性。

(2) 在主蒸汽管道破裂事故工况下, 本系统向反应堆冷却剂系统快速注入浓硼溶液, 以补偿由于不可控地产生蒸汽致使反应堆冷却剂过冷而引起的容积变化和反应性的增加, 从而可以使反应堆迅速安全停堆, 并防止反应堆重返临界。

(3) 在失水事故后的再循环注入阶段, 本系统的部分承压边界作为安全壳的延伸, 起安全壳屏蔽作用。

5.1.1.2 辅助功能

RIS 系统还具有以下的次要功能:

(1) 在换料冷停堆期间, 低压安注泵 (RIS001、002PO) 向反应堆换料水池充水。

(2) 水压试验泵 (9RIS011PO) 用于从换料水箱 (PTR001BA) 向安注箱进行初始充水和定期补水, 也用于对反应堆冷却剂系统进行水压试验。

(3) 在失去全部电源时, 9RIS011PO 作为备用, 向反应堆冷却剂泵注入密封水。

5.1.2 组成

安全注入系统由高压安注 (HHSI) 子系统、中压安注 (MHSD) 子系统、低压安注 (LHSD) 子系统和硼酸再循环回路组成。

文中所列出的设备代码, 前三位英文字母为系统代号, 最后两位英文字母为设备功能标识, 详见本章附录。

(1) 高压安注子系统的组成见图 4.1-4, 包括:

1) 三台 HHSD 泵 (RCV001、002、003PO) 和相关的管道。

2) 硼酸注入箱 (RIS004BA)。通向 RCP 系统的注入管线: 包括通过硼酸注入箱的冷段注入管线、到反应堆压力容器的 (二回路核电厂设计) 管线 (该管线在接到安注信号后延时 3min 投运, 向压力容器直接注入) 和到热段的注入管线。

3) HHSD 泵从 PTR001BA 的吸水管。

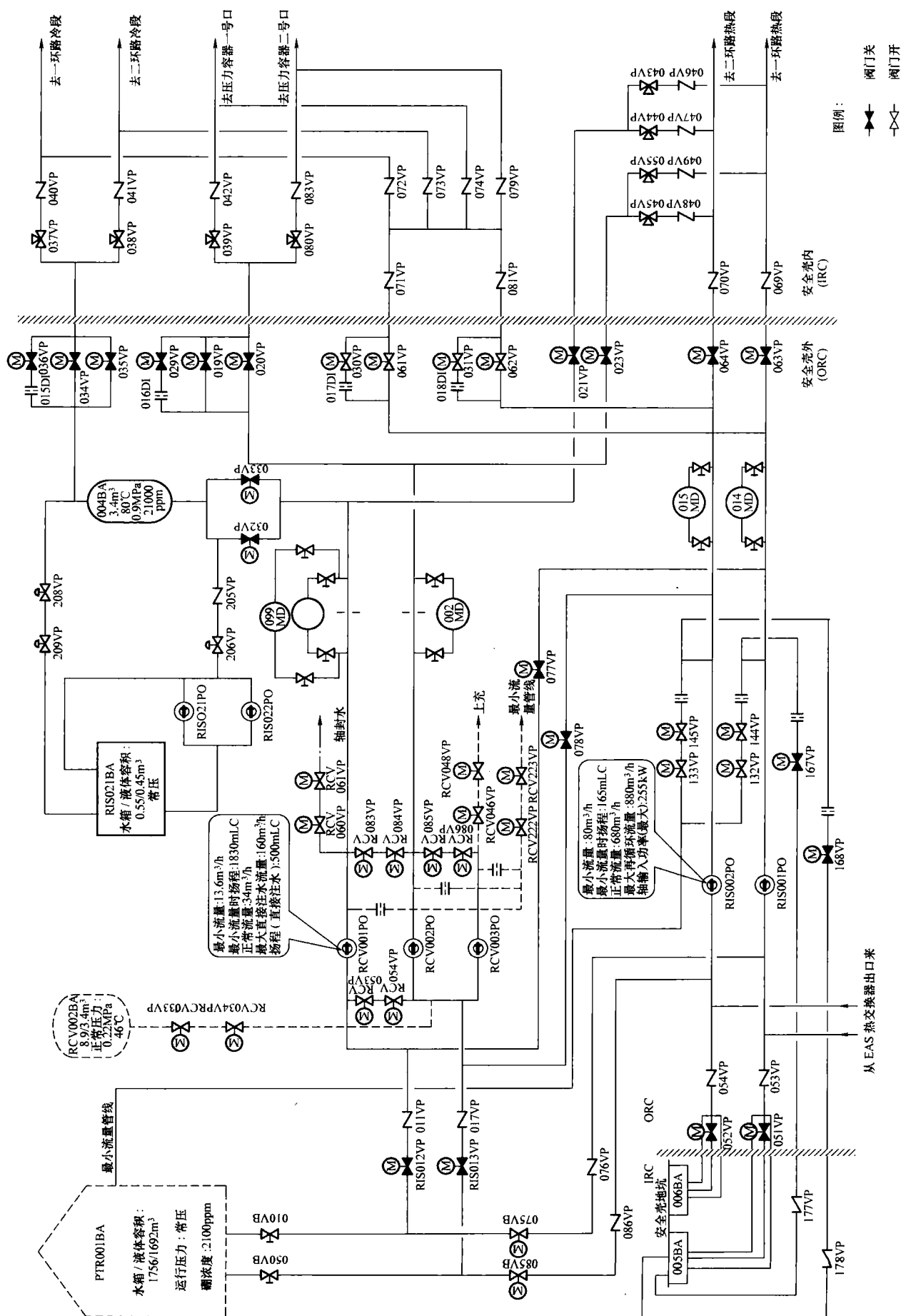


图 4.1-4 高压安注、低压安注系统和硼酸再循环回路一备用状态

在一回路出现小泄漏或二回路蒸汽管道破裂引起一回路温度和压力下降到一定值时,需要立即投入高压安注系统,以补偿泄漏并注入浓硼酸溶液。

(2) 中压安注系统由两个装有由氮气加压的含硼水的安

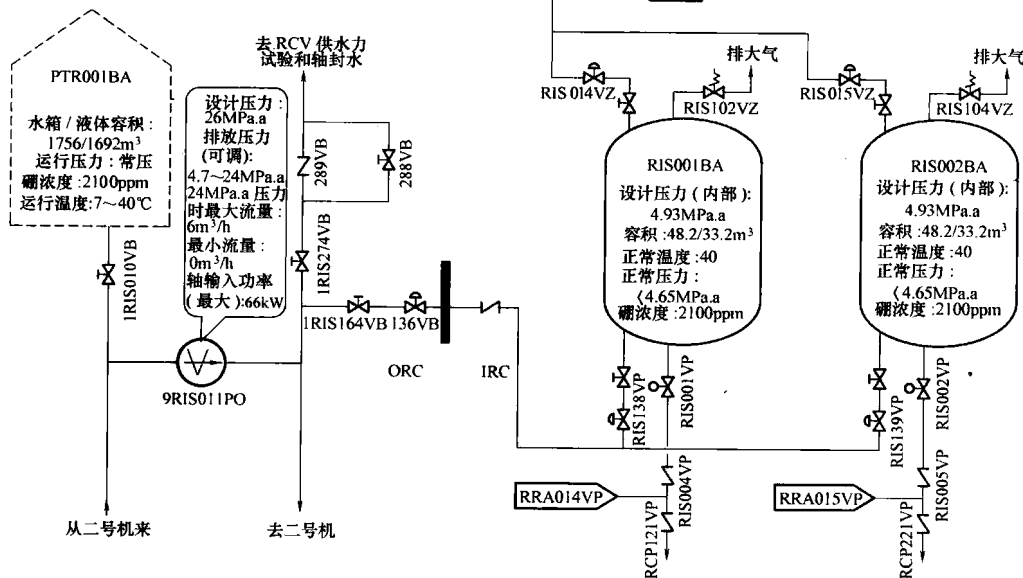


图 4.1-5 中压安注子系统（安注箱）

(3) 低压安注子系统由两台低压安注泵和相关的管道组成,见图 4.1-6。

当 RCP 系统压力低于低压安注泵出口压头时,开始向 RCP 系统冷段和压力容器或冷段和热段及压力容器注入含硼水。当换料水箱出现低水位信号时,转为从安全壳地坑取水进行再循环。

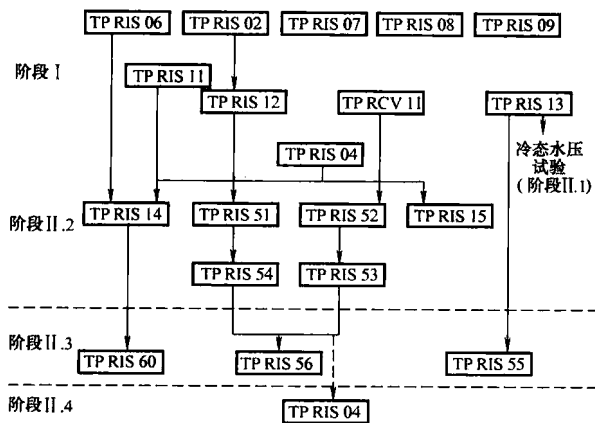


图 4.1-6 安全注入系统调试项目试验顺序

(4) 硼酸再循环回路用于将 21000ppm 的浓硼酸经由硼酸注入箱进行再循环,以保持硼酸注入箱内温度和硼酸浓度的均匀性。由两台并联的硼酸再循环泵 (RIS021、022PO) 和硼酸波动箱 (RIS021BA) 组成,见图 4.1-4。

5.1.3 系统的运行

(1) 高压安注和低压安注为能动注入子系统,具有足够的设备和流道冗余度,即使发生单一能动或非能动故障,仍能保证运行安全的可靠性和连续的堆芯冷却。核电厂正常运行时,安注系统处于备用状态,此时,各设备的状态如图 4.1-4 所示,主要特征有:

1) 一台上充泵在运行,另外两台上充泵备用(一台热备用,一台冷备用)。

注箱组成,每个安注箱连到反应堆压力容器上,见图 4.1-5。每条管线设置串联的两只止回阀和一只常开的隔离阀。使用水压试验泵 (9RIS 011 PO) 可以从换料水箱向安注箱充水或补水以维持其水位。

- 2) 上充管线、轴封注入水管线在运行。
- 3) 上充泵小流量管线在运行。
- 4) 换料水箱到 LHSI 泵的入口管线充水 (即 RIS 075/085 VB 开启)。
- 5) LHSI 泵到 RWST 的小流量管线畅通 (即 132/133/144/145 VP 开启)。
- 6) LHSI 泵到 RCV 冷段与压力容器的注入管线畅通。
- 7) 硼酸注入箱再循环回路在运行。

在发生主系统冷却剂丧失或蒸汽管道破裂事故时,由反应堆保护系统 (RPR) 响应产生相应的自动启动信号。

(2) 对于不同位置、不同量级的破口,安注有不同的运行方式。如,对于一回路大破口,为了保证安注的正常运行及其有效性,安注分成四个阶段:

- 1) 冷段直接注入阶段,这时高、低安注泵从换料水箱取水。
- 2) 冷段再循环注入阶段,当换料水箱水位降低 3 水位时切到安全壳地坑取水。
- 3) 冷段再循环,安注后几小时(安全分析计算)手动把运行方式改成以热段注入为主,冷段注入为辅。
- 4) 长期再循环,安注动作后 24h,把 A、B 系列高压安注泵的吸入口分开。

中压安注为非能动注入子系统,不用安注信号启动,它包括两条单独的安注箱排放管线,每条连接到反应堆压力容器的一条注入管线上。核电厂正常运行时,安注箱维持一定的水位和压力,到 RCP 系统的注入管线上隔离阀 (RIS001、002 VP) 后的止回阀,起防倒流作用。在失水事故情况下,一旦 RCP 系统压力降到安注箱的压力以下时,安注箱中储存的含硼水被压入反应堆压力容器,从而确保堆芯快速冷却。这个子系统在反应堆冷却剂管道出现较大破口或蒸汽管道破裂时,能在最短时间内淹没堆芯,避免燃料棒熔化。

硼酸再循环回路在安全注入情况下自动隔离,即关闭 RIS206、208、209VP。

5.1.4 调试项目

该系统所有调试项目在表 4.1-3 中给出, 试验项目的执行顺序如图 4.1-6 所示, 下面对本系统主要的试验给予仔细的论述, 即水压试验泵试验、安注流量试验、安注箱试验、安注动作试验。

表 4.1-3 安全注入系统 (RIS) 调试项目清单

序号	调试项目 规程代码	调试规程名称	开始 阶段	结束 阶段	安全局 监督方式
1	TP RIS 02	低压安注泵电机试验	I	I	
2	TP RIS 04	系统冲洗	I	I	
3	TP RIS 06	硼酸注入箱和硼酸波动箱试验	I	I	
4	TP RIS 07	电动阀和气动阀试验	I	I	
5	TP RIS 08	仪表和控制通道试验	I	I	
6	TP RIS 09	继电器回路通道试验	I	I	
7	TP RIS 11	硼酸再循环泵试验	I	I	
8	TP RIS 12	低压安注泵在通向 PTR 水箱流量管线上的试验	I	I	
9	TP RIS 13	水压试验泵试验	I	I	
10	TP RIS 14	再循环回路试验	I	I	
11	TP RIS 15	安注箱排泄试验	I	II.2	R
12	TP RIS 51	低压安注泵流量检查	I	II.2	R
13	TP RIS 52	高压安注泵流量检查	I	II.2	R
14	TP RIS 53	低压安注泵为高压安注泵增压的能力试验	I	II.2	
15	TP RIS 54	低压安注泵在再循环模式下的运行	I	II.2	W
16	TP RIS 55	安注箱水位和压力报警整定值试验	I	II.2	
17	TP RIS 56	试验 PTR 水箱的低水位整定值以及相关的进入再循环模式的一系列连续动作	I	II.2	R
18	TP RIS 60	安注系统的启动	I	II.3	W
19	TP RIS 61	RIS 和 EAS 相互支援 (H4 规程) 的验证	II.2	II.4	R

注 W—现场见证; R—记录确认。

5.1.5 水压试验泵试验

5.1.5.1 系统的组成

核电厂的水压试验泵 (9RIS011PO) 为两台机组共用, 该泵主要用于主系统的水压试验和安注箱的定期补水, 同时也用于在失去全部电源的情况下向主泵提供轴封水。整个装置由水回路和液压 (油) 控制回路组成, 见图 4.1-7。

水回路由一台水泵、一个高压稳压罐 (9RIS012AQ)、一个低压稳压罐 (013AQ) 组成。水泵的型式为双缸往复式正排量泵, 其驱动动力来自液压控制回路。水泵上装有两个限位开关 (502SM 和 503SM)。

液压回路由油箱、增压泵 (111PO, 齿轮泵)、主油泵 (112PO, 活塞泵)、用于冷却油回路的空气冷却器、一个稳压罐 (011AQ)、电—液方向控制阀、超压保护用的压力限制器、控制用的压力限制器以及相应的仪表组成。

电—液方向控制阀用于改变液压油进出水泵的方向, 使水泵的活塞做左右运动, 把水从泵的吸入口吸入然后压到排出口, 限位开关 502、503SM 用于控制电—液方向控制阀的电磁阀。

水压试验泵 (9RIS011PO) 有三种运行模式, 其运行特

性参数见表 4.1-4。

表 4.1-4 9RIS011PO 三种运行模式特性参数

运行模式	输出流量 (m ³ /h)	最大排放压力 (MPa. a)	使用频率
安注箱补水	0	4.7	6h/月
水压试验	6	24	15 次 (每次试验 3h)
轴封应急注水	6	18	40 次 (每年一次)

6kV 应急母线 (LHA 和 LHB) 是否有电和是否给安注箱补水 (RIS136VB 状态) 发出的信号给控制用的压力限制器和超压保护用的压力限制器的电磁阀, 从而控制 9RIS352~357VH 的状态, 改变进入水泵的系统油压。不同的系统油压实现了不同的运行模式。仅在“安注箱补水模式”时低压稳压罐 (013AQ) 的隔离阀 (312VB) 才开启, 另外两种模式下该阀必须关闭。

1) “安注箱补给”: 003EL 和 005EL 带电, 357VH=最小, 352VH=3.2MPa, 312VB 开启。

2) “水压试验”: 无线圈投运, 356VH=12.2MPa, 353VH=150bar, 312VB 关闭。

3) “轴封注水”: 004EL 和 006EL 带电, 355VH=9.7MPa, 354VH=12.8MPa, 312VB 关闭。

水压试验泵 (9RIS011PO) 有三种供电方式, 正常情况下由 380V 正常电源 (9LKI001TB) 供电, 在机组失去相应的全部电源时由 1LLS 或 2LLS 的给水泵汽轮发电机组供电。由 9LKI 供电和 LLS 供电时机组的启动程序有所不同。以 9LKI 供电为例, 在接到启动信号后, 增压泵启动, 3s 后 (油压达到一定值) 主油泵准备启动, 再过 10s 后主油泵运转起来; 在油温达到 55℃ 时空气冷却器的电动机 (113MO) 自动启动。

5.1.5.2 试验目的与验收准则

水压试验泵试验的目的是: 在泵运行时, 检查辅助系统和设备; 检查主油泵运行正常; 检查仪表和控制运行正常 (报警和保护系统); 记录“安注箱补水”和“水压试验”模式下泵的流量; 验证水压试验泵 (9RIS011PO) 给主泵 1 号轴封提供应急注水的功能 (TP RCV 52)。

安全准则: 无。

运行准则: 当泵运行时报警不触发; 泵的运行点符合特性曲线。

5.1.5.3 主要试验条件与注意事项

(1) 系统已按要求在线完毕, 泵、管道已经靠重力充水排气。

(2) 换料水箱 (PTR001BA) 可用, 并且水位应超过 8m。

(3) 1、2 号机之间的管线应隔离; 从 2 号机组来的信号也要隔离。

(4) 油箱 (9RIS011BA) 已充油到正常液位。

(5) 用于试验的所有电源开关可用; 阀门、仪表、继电器回路通道可用。

在安注箱 1RIS001BA 或 020BA (试验时使用 001BA) 上安装了临时水位计, 用于计算泵的流量。

(6) 对于安注箱: 阀门 (RIS102、104VZ) 必须可用; 排气阀 601、602VZ 打开, 其下游的盲板法兰已拆下。

(7) 泵出口压力表 (9RIS 041 LP): 该表按设计, 其量程为 0~25MPa. g, 在进行“水压试验”模式试验前需更换成 0~40MPa. g 的表。

(8) 向配电盘 9LLS001AQ 供电的 380 V 电源可用。

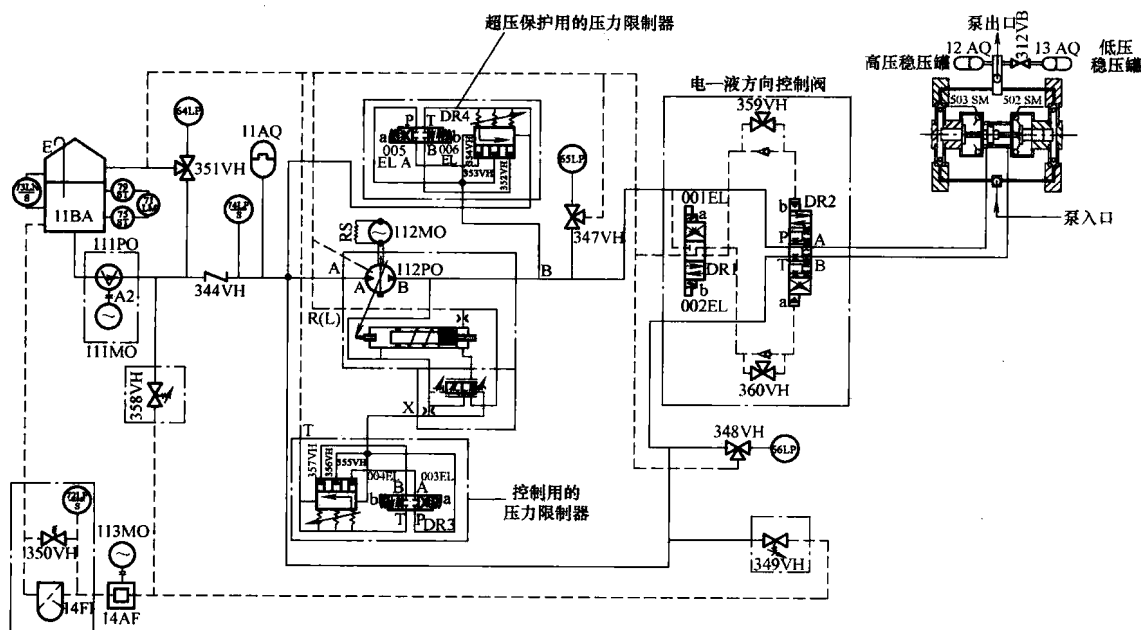


图 4.1-7 水压试验泵 (9RIS011PO) 运行原理

(9) RIS136VB在补水模式时打开（或模拟打开），在试验模式时关闭（或模拟关闭）。

(10) 因为安注箱 (9RIS013AR) 承受的最大压力为 11MPa, 所以在“水压试验”模式和“轴封注水”模式时, 9RIS312VB 应关闭。

(11) 电动机连续启动次数要受到限制；如果出现下面任何一个报警，应立即停泵：

- 1) 9LLS581LA “油位低”。
- 2) 9LLS582LA “增压泵油压低”。
- 3) 9LLS583LA “油箱温度高高”。
- 4) 9LLS584LA “油过滤器 9RIS014FI 阻塞”。

(12) 若冷态启动, 则在泵启动后需在关闭出口阀 (1/2RIS274、164VB) 的情况下运行约 15min, 以加热液压油, 使调节性能更好。

5.1.5.4 试验结果

(1) 泵保护系统检查。

通过模拟下列信号，检查泵组的响应情况：

- 1) “增压油压低”信号。
- 2) “油箱温度高高”信号。
- 3) “过滤器 Δp 高”信号。
- 4) “油温高”信号。
- 5) “油箱液位低”信号。

试验结果：对每个模拟信号，指示灯、报警的变化和执行机构的动作均正常。

(2) “安注箱补水”模式试验。

- 1) 开启 9RIS312VB, 投运低压稳压罐 013AQ。
- 2) 启动水压试验泵 9RIS011PO。
- 3) 关闭 RIS164VB, 检查 9RIS011PO 出口压力稳定, 并记录结果, 见表 4. 1-5 工况 1。
- 4) 略微打开 RIS 164 VB 使 011PO 出口压力为 4. 0MPa。
- 5) 通过安注箱水位变化计算泵的流量, 记录于表 4. 1-5 工况 2。

6) 打开 RIS 164 VB 使 RIS 041 LP 的压力读数不超过 0.5MPa。实际操作时, 通过该阀很难调节到目标压力值, 所以测量是在 1MPa 下进行的。

7) 通过安注箱水位变化计算泵的流量; 测量活塞往复

次数。记录数据于表 4.1-5 工况 3。

8) 停运水压试验泵。

9) 测量结果。

表 4.1-5 “安注箱补水”和“水压试验”模式试验数据

试验工况	出口压力(MPa)	流量(m ³ /h)	活塞往复次数	备 注
工况 1	4.5	0	≈0 次/min	安注箱 补水模式
工况 2	4.0	1.66	—	
工况 3	1.0	5.37	30 次/min	
工况 4	24.5	4.748	37 次/min	水压试验模式

有关的电气和振动测量值均符合要求。

试验得到的实际 P-Q 运行点标注于泵的运行特性曲线上, 如图 4.1-8 所示。

(3) “水压试验”模式试验。

1) 在继电器回路模拟“1 RIS 136 VB关闭”和“2 RIS 136 VB关闭”信号。

2) 关闭 9RIS013AQ 的隔离阀 312VB。(说明:在“水压试验”模式下,水压试验泵提供高压:高压稳压罐 012AQ 运行,低压稳压罐 013AQ 须隔离)。

3) 启动 9RIS011PO。

4) 安全保护用限压器定值检验: 调节 RIS164VB 增加压力。当 9RIS041 LP 上的读数达到 24MPa (065 LP 上大约 12.2 MPa) 时, 将 356VH 的定值调到大于 15MPa; 抬起限位开关 503 SM 使活塞停止运行; 检查安全阀 353VH 动作正确, 并能稳定油系统的压力在约 15MPa (从 065 LP 上读出); 把 356VH 调回到 12.2MPa (从在 065 LP 上读出)。

1) 通过调节阀门 RIS 164 VB 开度以保持泵出口压力在 24MPa (从 041LP 上读出)。

2) 计算活塞每分钟往复次数, 记录于表 4.1-5 工况 4。

3) 通过中压安注箱水位变化计算泵流量, 结果记录于表 4.1-5 工况 4。

4) 停运水压试验泵, 拉出电源开关 9LKI1-FA。

5) 恢复继电器回路模拟信号。

6) 测量结果见表 4.1-5 的工况 4。

有关的电气和振动测量值均符合要求。

实际的 $P-Q$ 运行点标注于泵的运行特性曲线上, 如图 4.1-8 所示。

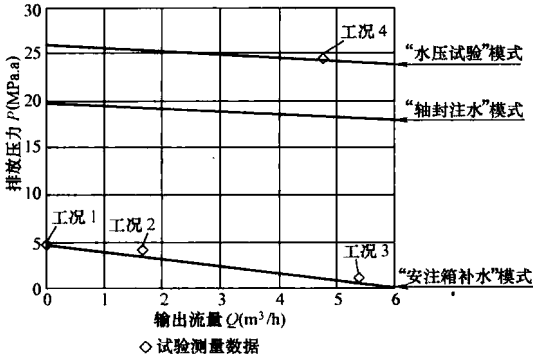


图 4.1-8 水压试验泵 (9RIS011PO) 特性曲线及试验测量值

(4) 检查 9RIS011PO 轴封注水功能 (TP RCV 52)。

水压试验泵的三种运行模式有两种 (“补水” 和 “水压试验”) 是在 TP RIS 13 (阶段 D 进行的, 这时泵打出的水均送到安注箱。主泵轴封注水的功能是在 TP RCV 52 (阶段 II.3) 进行的, 这时主泵在热态工况下运行, 水压试验泵打出的水真正送到了两台主泵的 1 号轴封。

- 1) 关闭 9RIS013AQ 的隔离阀 312VB。
- 2) 推入接触器 9 LKI 1-FA, 给 9 LLS 控制器供电。
- 3) 用 9RIS059TL 启动 011PO。

4) 通过将气动隔离阀的 SAR 供气关闭来使 RCV 094 VP 开启。

5) 确认 RCV094VP 开启 (RCV 094 VP 为气阀, 正常时关, 故障时开)。

6) 停运上充泵, 停止由上充泵提供密封水注入, 等到流量稳定时, 记录流量和过滤器压力的下降。如果运行的上充泵是 RCV002PO 或 RCV003PO, 也可以通过关闭/打开 RCV083VP (084VP) 来实现。

7) 启动一台上充泵, 关闭 RCV 094 VP (通过给 094 VP 供 SAR 气), 拉出电源开关 9 LKI 1-FA。

8) 试验结果见表 4.1-6。

表 4.1-6 轴封注水试验数据

RCV 021 MD RCV 022 MD		总流量		压 降		
RCV 409 ID	RCV 411 ID	计算值	期望值	传感器	期望值	结果
2.45	2.8	5.25	6m³/h	020SP	<0.16MPa	0.155

测量结果满足主泵轴封注水的要求。

5.1.6 安注流量检查试验

5.1.6.1 试验目的

(1) 冷态开盖功能试验主要是全面验证反应堆专设安全系统的安全功能是否满足安全准则的要求, 从而确保核电厂在各种事故工况下的安全。安注系统试验内容, 包括安注箱在模拟状态下的排放能力试验, 高压和低压安注泵向 RCP 系统的冷段和热段注入的流量整定、检查, 安注系统用安全壳地坑水作再循环时安注泵在给定流量情况下净正吸入压头 (NPSH) 的验证, 低压安注泵作为高压安注泵的前置泵作安注试验, 安注泵和安喷泵的互为备用试验 (H4 规程) 等。试验安排在阶段 I 进行, 否则可在冷态水压试验之后进行。

这些试验的目的是在各种不同的配置下: 检查注入流量, 确认管线上所装的孔板的孔径合适, 同时对有关的流量

计进行检验并确保泵运行正常; 检查电动阀在最大压差时的操作性能, 并测量阀门的开启时间。对于低压安注泵在再循环模式下的运行 (TP RIS 54), 还需检查安全壳地坑水位报警整定值和泵的吸入管线阻力系数及其有效净正吸入压头。对于 RIS 和 EAS 相互支援 (H4 规程) 的验证 (TP RIS 61), 主要是验证 EAS 泵经 H4 连接管线代替 RIS 泵的可行性和 RIS 泵经 H4 连接管线代替 EAS 泵的可行性。

(2) 离心泵总扬程 H_{MT} (mH_2O) 的确定:

$$H_{MT} = H_d - H_s$$

$$= \frac{10^5}{\rho g} (p_d - p_s) + (h_d - h_s) + \frac{1}{2g} (v_d^2 - v_s^2)$$

(4.1-1)

总入口压力

$$H_s (mH_2O) = \frac{10^5 p_s}{\rho g} + (h_s - h_0) + \frac{v_s^2}{2g}$$

(4.1-2)

总出口压力

$$H_d (mH_2O) = \frac{10^5 p_d}{\rho g} + (h_d - h_0) + \frac{v_d^2}{2g}$$

(4.1-3)

$$v_d = \frac{4Q}{3600\pi d^2}$$

$$v_s = \frac{4Q}{3600\pi D^2}$$

式中: p_s 为泵进口压力表读数, 0.1MPa 绝对压力; h_s 为泵进口压力表到测量基准面的高度, m; v_s 为泵进口压力测点处液体的流速, m/s; D 为泵进口压力测点处泵进口管内径, m; p_d 为泵出口压力表读数, 0.1MPa 绝对压力; h_d 为泵出口压力表到测量基准面的高度, m; v_d 为泵出口压力测点处液体的流速, m/s; d 为泵出口压力测点处泵出口管内径, m; Q 为泵流量, m^3/h ; ρ 为流体密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 ; h_0 为泵轴线到测量基准面的高度, m。

(3) RCV 泵、RIS 泵和 EAS 泵特性情况。

由 TP RIS 12 调试试验结果给出: 具有最低 H_{MT} 的 RIS 泵为 1RIS001PO; 最高 H_{MT} 的 RIS 泵为 1RIS002PO。

由 TP RCV 11 (上充泵最小流量试验) 调试结果给出: 最低 H_{MT} 的 RCV 泵为 1RCV003PO; 最高 H_{MT} 的 RCV 泵为 1RCV002PO。

由 TP EAS 50 (喷淋系统流量验证试验) 调试结果给出: 最低 H_{MT} 的 EAS 泵为 1EAS001PO; 最高 H_{MT} 的 EAS 泵为 1EAS002PO。

(4) 由于泵的流量与吸入口压力和泵排放口的系统压力紧密相关, 所以不同的换料水箱液位和换料水池液位在相同的运行配置下对应于不同的安注泵流量, 安全准则给出的流量限值也是随换料水箱和反应堆换料水池的液位变化而变化的, 换料水箱与换料水池的水位差用 ΔH 来表示, 如图 4.1-9 所示。

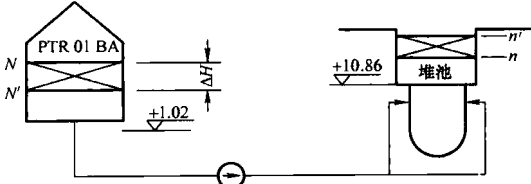


图 4.1-9 ΔH 计算示意

n 为试验开始时反应堆换料水池水位; n' 为试验结束时反应堆换料水池水位; N 为试验开始时 PTR001BA 水位; N' 为试验结束时 PTR001BA 水位; S 为换料水箱

PTR001BA 的内表面积, $108.62 \pm 0.6 \text{ m}^2$; Q 为以 m^3/h 表示的泵流量; t 为试验持续时间。

注入流量 Q 的计算

$$Q = \frac{(N - N') S}{t} \quad (4.1-4)$$

ΔH 的计算

$$\Delta H(\text{m}) = 10.86 + \frac{n + n'}{2} - \left[\frac{N + N'}{2} + 1.02 \right] \quad (4.1-5)$$

式中: 10.86 为换料水池底部标高, m; 1.02 为 PTR001BA 底部标高 (按厂区标高)。

5.1.6.2 主要试验条件与注意事项

若在运行期间, 电动泵机组振动、噪声或温升不正常, 立即停泵并检查。

电动机绕组、电动机轴承和泵轴承温度在电厂过程、计算机或试验记录仪上进行测量, 在泵运行过程中检查参数正常。尤其在“RIS 作为 EAS 备用”的试验过程中检查 H4 管线和 LHSI 泵没有汽蚀现象。

对于 RIS 泵和 EAS 泵, 如果达到下列任何一个温度, 应该停泵:

电动机轴承温度为 100°C ; 电动机绕组温度为 155°C ; 泵的轴承温度为 100°C 。

对于 RCV 泵, 达到以下任何值立即停泵:

电动机轴承温度为 95°C ; 齿轮箱轴承温度和泵轴承温度为 105°C ; 绕组温度为 130°C 。

泵的流量一定不能超过下列值 (设计限值):

对 RIS 泵: 从 PTR 水箱吸水时, $680 \text{ m}^3/\text{h}$; 从地坑吸水时, $880 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

对 EAS 泵: $1050 \text{ m}^3/\text{h}$ (从地坑吸水时)。

对 RCV 泵: 约 $160 \text{ m}^3/\text{h}$ 。

许可连续启泵次数: 冷态为 6 次; 热态为 5 次。

在达到上述启动次数之后, 允许再次启动如下: 20min 后第一次启动, 30min 后第二次启动, 45min 后第三次启动。

运行泵出口管线完全打开时, 才可关闭泵的小流量管线隔离阀。

根据运行规程, RCV 002 PO 和 RCV 003 PO 的电源开关不能同时推入。

确保用于电动机试验的消防系统可用 (消防系统可用, 或有足够的临时灭火装置)。

轴承润滑油润滑正常。

换料水箱可用并充有足够的 SED 除盐水, 水位建议在接近 13m 位置, 以获得 $\Delta H=0$ 。

密切监视换料水箱 (PTR001BA) 水位变化和换料水池水位变化。

换料水储存箱的水不能增加或排放。在流量测量期间, 试验的泵只可从这个箱中取水, 禁止其他系统和设备从换料水箱取水, 禁止其他系统向反应堆换料水池排水。

对反应堆换料水池要设置排水措施。

必要时, 在开始各试验之前, 重建反应堆换料水池和换料水储存箱中的正确水位。

主管道水位超过中心线之前, 必须由上充泵向主泵注入轴封水。

用于试验的所有相关电源开关可用。

主控室和相关试验区域的通信联络畅通。

TP RIS 04、12, TP RCV 04、11, TP EAS 04、50 已执行, 结果满意。

阀门、仪表、控制和继电器回路通道可用。

反应堆冷却剂系统和反应堆堆坑处于压力容器开盖功能试验配置: 反应堆压力容器打开, 堆内上部和下部构件移出并放在支撑架上。

反应堆压力容器水位至法兰面, RCP 系统的目视水位计 (RCP082LN) 可用。

蒸汽发生器堵板就位, 以防止注入回流到蒸汽发生器。

用于电动机冷却和 RCV 泵小流量管线上的热交换器 (RCV003RF) 的设冷水 RRI 可用。

闭锁 RIS001/002 PO、RCV001/002/003PO、EAS001/002PO 的柴油机卸载信号、安注及安喷信号。

试验所用的管线上的节流孔板已安装。

在 KIT 中检查 RIS001、002、099、014、015MD 记录正常。

系统按试验所要求的配置工况在线, 并对相应的设备、管线排气。

注意在线期间, PTR001BA 吸入口隔离阀 (RIS010、050 VB) 关闭, 当所有其他阀门正确在线后打开。

到冷段、压力容器和热段的高压安注管线上的手动流量控制阀在试验前稍微打开 (TP RIS 52)。

根据图 4.1-6 的试验顺序, 在进行 TP RIS 53 之前 TP RIS 51、52 已经被正常执行; 而在进行 TP RIS 61 之前 TP RIS 51、54 已经被正常执行。

在启动低压安注泵之前, 安装在泵吸入管线上的目测水位计必须排气, 且要保证泵吸入压力大于泵的 NPSH (TP RIS 54)。

为避免地坑水被打入换料水箱, 当到换料水箱的小流量管线开通时, 不能启动低压安注泵 (TP RIS 54)。

反应堆厂房内 RIS 泵和 EAS 泵吸入管线周围已设置了临时地坑, 装设临时水位计, 用于充水的临时设施可用, 且在试验前充水到约 1.5m。安全壳临时地坑的水位必须足够高, 以保证 RIS 泵和 EAS 泵的安全运行, 如果地坑水位下降到 0.4m 以下, 立即停泵 (TP RIS 54、61)。

热交换器 EAS001、002RF 的设冷水侧: 阀门 RRI033VN 和 034VN 打开。如果设冷水水温低于 20°C 时, 必须关闭阀门 RRI035VN 和 036VN。

在进行两台串联泵互为备用试验时, 停运泵转子必须用卡转子装置把转子卡住 (TP RIS 61)。

在进行互为备用试验时, RIS 泵出口的隔离线关闭, 开启带孔板的旁路隔离阀 (TP RIS 61)。

5.1.6.3 试验结果

(1) 低压安注流量检查 (TP RIS 51)。

按调试规程, 试验是在四种工况下在具有最低特性的低压安注泵上进行。

系统配置如图 4.1-10~图 4.1-13 所示。

1) 到冷段和压力容器的流量校核 (直接注入方式): 系统在线在图 4.1-10 中给出, 图中粗线即为试验时流程 (以下同), 试验结果在表 4.1-7 中给出, 从表中可以看出, 试验得到的低压安注流量值在安全准则给出曲线范围之内, 说明限流孔板的孔径是合适的, 通过换料水箱水位变化计算的流量值与流量计测得的值很接近, 管线间的流量失配也符合安全准则, 所以试验结果满意。

2) 到热段的注入流量初步校核 (同时注入): 系统在线如图 4.1-11 中所示, 试验结果在表 4.1-8 中给出。

3) 注入冷段和压力容器初步试验 (同时注入): 系统在线如图 4.1-12 中所示, 试验结果在表 4.1-9 中给出。

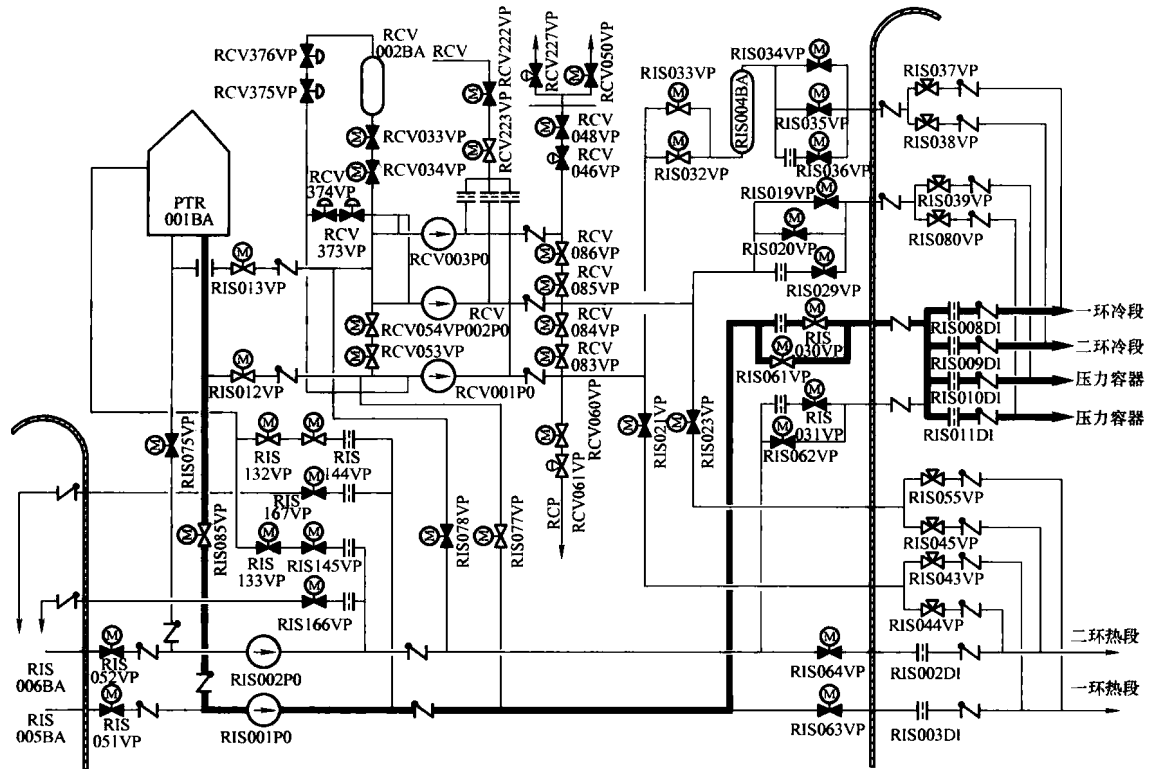


图 4.1-10 LHSI 直接注入冷段和压力容器配置图-RIS001PO (TP RIS 51)

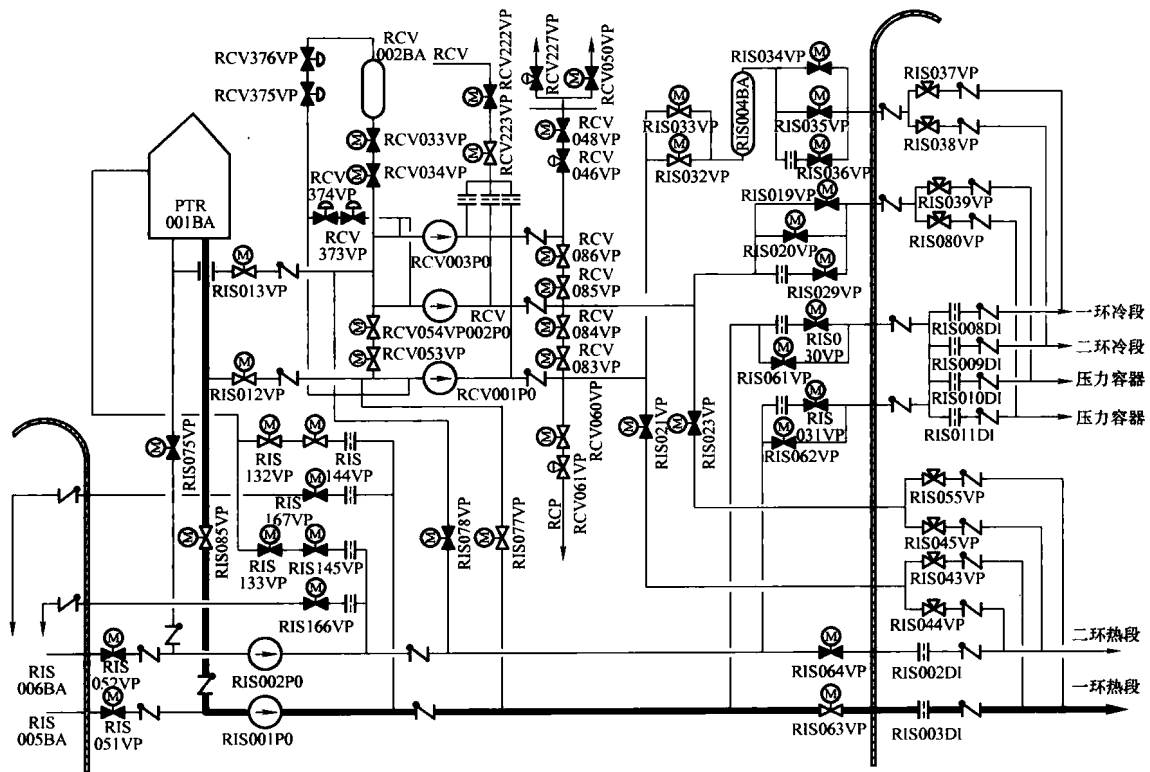


图 4.1-11 LHSI 同时注入热段配置图-RIS001PO (TP RIS 51)

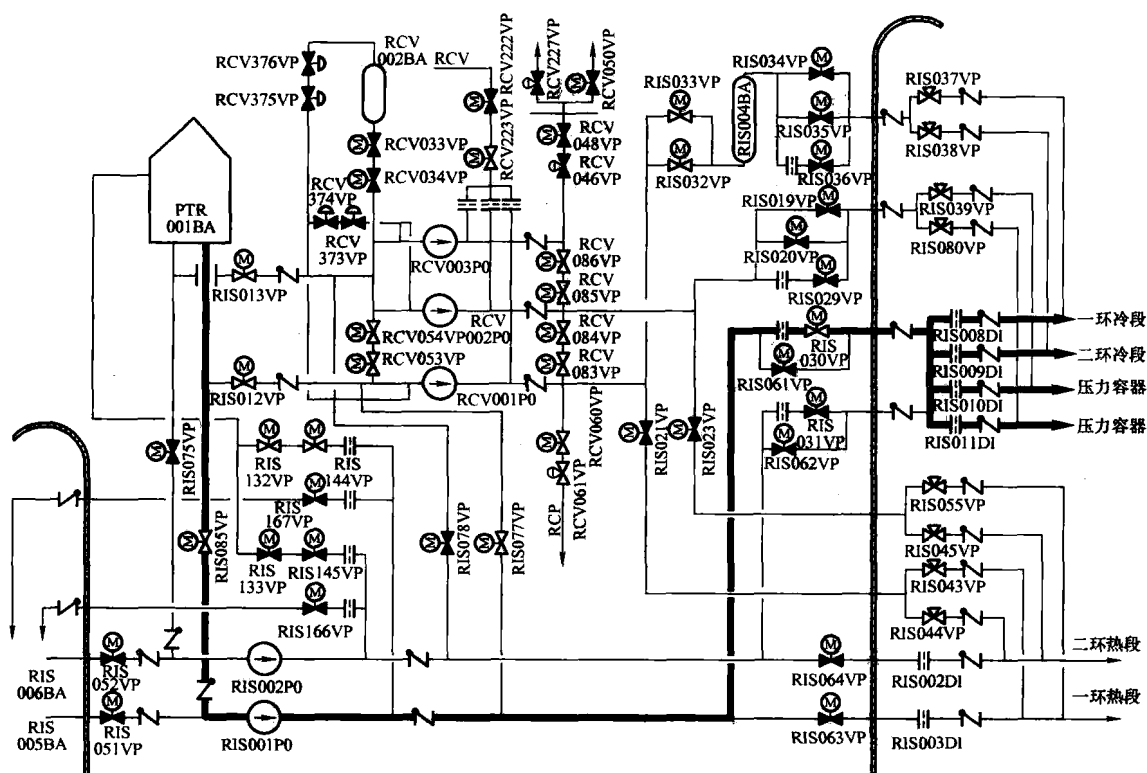


图 4.1-12 LHSI 同时注入冷段配置图-RIS001PO (TP RIS 51)

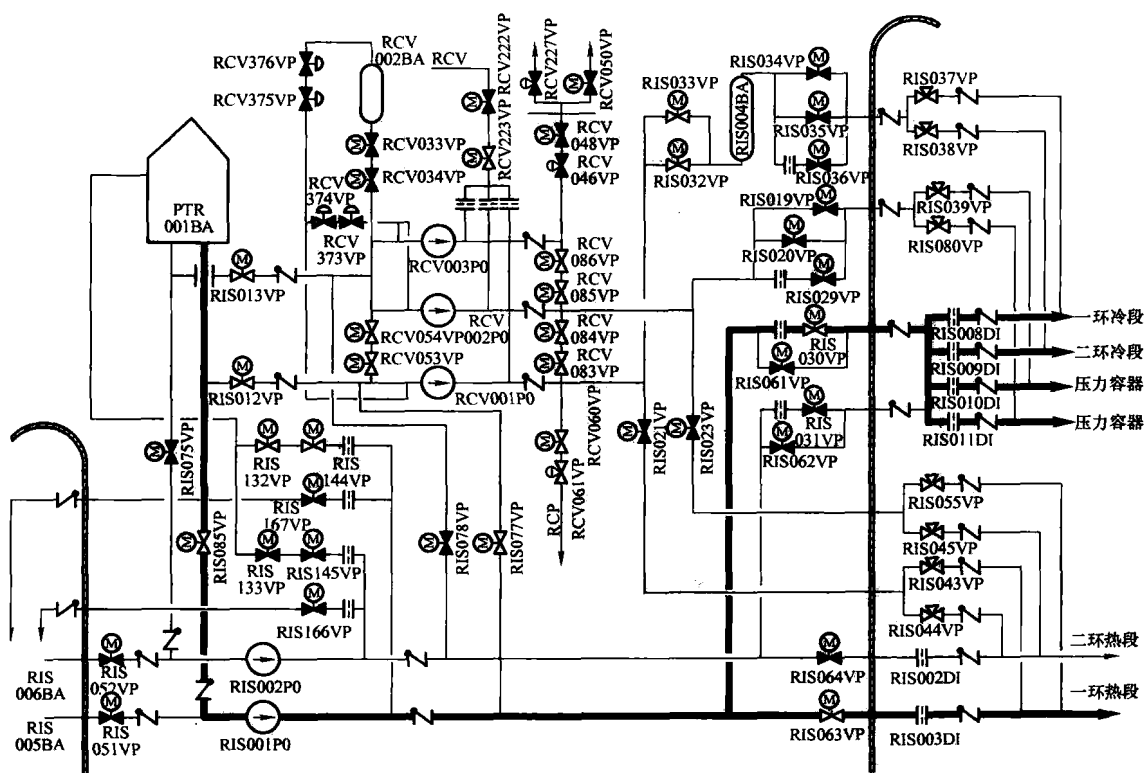


图 4.1-13 LHSI 同时注入冷段、热段配置图-RIS001PO (TP RIS 51)

4) 到热段、冷段和压力容器 (同时注入): 系统在线如图 4.1-13 中所示, 试验结果在表 4.1-10 中给出, 从表中可以看出, 这时注入以热段为主, 冷段和压力容器注入

为辅, 试验结果是到热段和到冷段与压力容器的流量满足最小值要求, 但总流量又必须不出限值, 以保证泵的正常运行。

表 4.1-7 低压安注直接注入冷段和压力容器试验结果

	单位	RIS 01 PO	RIS 02 PO
PTR 001 BA 初始水位 N	m	12.98	11.13
换料水池初始水位 n	m	11.25	12.20
PTR 001 BA 最终水位 N'	m	9.88	7.98
换料水池最终水位 n'	m	16.05	17.05
试验持续时间 t	min. s	30min00s	30min00s
总的试验流量 014 MD (015 MD)	m ³ /h	684	686
计算流量 Q	m ³ /h	670.34	680.71
试验 ΔH	m	1.20	4.06
在试验 ΔH 下的流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$578 \leq Q_{zz} \leq 708$	$572 \leq Q_{zz} \leq 701$
每管线的 LH 注入流量	Q_1	m ³ /h	174.6
	Q_2	m ³ /h	154.4
	Q_3	m ³ /h	168.9
	Q_4	m ³ /h	172.4
注入管线流量失配准则 $(A+dA)_{zz}^{\text{①}}$	%	≤ 13.9	≤ 14.0
流量失配试验值 $(A+dA)_{\text{test}}^{\text{①}}$	%	1.28	1.26

① 注入管线失配率的准则和试验值是根据实际的 Q 、 ΔH 与仪表量程精度推算出来的。

表 4.1-8 低压安注—热段同时注入

	单位	RIS 01 PO	RIS 02 PO
PTR 01 BA 温度 PTR 023 LT	°C	18	18
PTR 01 BA 初始水位 N	m	12.94	10.22
腔室初始水位 n	m	11.80	11.90
PTR 01 BA 最终水位 N'	m	10.67	8.44
腔室最终水位 n'	m	15.45	14.70
试验持续时间 t	min. s	30min00s	23min00s
总的试验流量 014 MD (015 MD)	m ³ /h	512.9	505
计算流量 Q	m ³ /h	504.5	499.4
试验 ΔH	m	0.78	2.95
在试验 ΔH 下的流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$485 \leq Q_{zz} \leq 562$	$480 \leq Q_{zz} \leq 557$
每管线的 LH 注入流量	11 LD	m ³ /h	508.3
	10 LD	m ³ /h	X

表 4.1-9 低压安注—冷段和压力容器同时注入

	单位	RIS 01 PO	RIS 02 PO
PTR 01 BA 初始液位 N	m	13.08	10.57
堆腔初始液位 n	m	11.30	11.40
PTR 01 BA 最终液位 N'	m	12.72	10.13
堆腔最终液位 n'	m	11.85	12.11
试验持续时间 t	min. s	29min02s	37min00s
总的试验流量 014 MD (015 MD)	m ³ /h	85.47	67.00
计算流量 Q	m ³ /h	76.59	73.56
试验 ΔH	m	-2.35	0.39
在试验 ΔH 下的流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$48 \leq Q_{zz} \leq 105$	$47 \leq Q_{zz} \leq 100$
每条管线的 LH 注入管线的注入流量	Q_1	m ³ /h	19.9
	Q_2	m ³ /h	17.6
	Q_3	m ³ /h	19.3
	Q_4	m ³ /h	19.7

表 4.1-10 低压安注—热段、冷段和压力容器同时注入

	单位	RIS 01 PO	RIS 02 PO
PTR 01 BA 初始液位 N	m	12.72	10.09
堆腔初始液位 n	m	11.95	12.75
PTR 01 BA 最终液位 N'	m	10.33	7.69
堆腔最终液位 n'	m	15.65	16.45
试验持续时间 t	min. s	28min00s	28min26s
总的试验流量 014 MD (015 MD)	m ³ /h	557	545
计算流量 Q	m ³ /h	554.2	546.5
试验 ΔH	m	1.26	4.69
在试验 ΔH 下的总流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$Q_{zz} \leq 634$	$Q_{zz} \leq 628$
每条管线的 LH 注入管线的注入流量	Q_1	m ³ /h	14.1
	Q_2	m ³ /h	12.5
	Q_3	m ³ /h	13.7
	Q_4	m ³ /h	13.9
	$Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4$ (到冷段和压力容器的流量)	m ³ /h	54.2
	10 LD (B 列到热段的流量)	m ³ /h	X
在试验 ΔH 下的到冷段和压力容器流量安全准则 Q_{zz}	11 LD (A 列到热段的流量)	m ³ /h	500
			X
在试验 ΔH 下到冷段和压力容器流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$Q_{zz} \geq 39$	$Q_{zz} \geq 38$
在试验 ΔH 下到热段的流量安全准则 Q_{zz}	m ³ /h	$Q_{zz} \geq 478$	$Q_{zz} \geq 471$

(2) 高压安注流量检查 (TP RIS 52)。

1) 直接注入冷段和压力容器试验: 首先利用具有最低特性的 HHSI 泵, 也即 RCV003PO 进行试验。这一步要调整高压安注到冷段和压力容器的手动调节阀, 以便获得满足安全准则的流量值, 同时四条注入管线的流量要平衡, 实际操作时根据安全准则确定每条注入管线的流量为 36.5m³/h, 在系统配置准备好之后, 如图 4.1-15, 现场四个人同时操作阀门进行调节。最后利用另外两台泵检查所调节的流量是否仍然满足, 若不满足的话则需重新调节, 试验结果在表 4.1-11 中给出。

2) 通过硼酸注入箱直接注入冷段试验: 先利用具有最低特性的 HHSI 泵进行试验, 检查流量是否满足安全准则。最后利用另外两台泵再进行检验。系统配置图如图 4.1-16 所示, 试验结果见表 4.1-12。

3) 同时注入冷段和热段试验: 按设计院原先的设计, 在进行冷、热段同时注入时冷段的注入是通过带孔板的旁路管线, 对于 A 系列: RIS036VP 开启, 034、035VP 关闭; 对于 B 系列: RIS029VP 开启, 019、020VP 关闭。实际的试验结果无法满足安全准则, 经过设计计算分析, 并在安全范围内调整安全准则 (图 4.1-14 中的曲线范围即为修改后的安全限值), 另一方面改变试验方案, 把到热段的注入改为走大阀, 如图 4.1-17 所示。根据安全准则, 确定到每条热段的流量约为 35m³/h, 并调节高压安注到热段管线上的手动调节阀, 最后对调节的结果进行检查确认。试验结果在表 4.1-13 中给出。

表 4.1-11 一台 HHSI 泵注入冷段与
压力容器试验结果

项 目		单 位	RCV 001 PO	RCV 002 PO	RCV 003 PO
PTR 001 BA 初始液位 N		m	11.83	11.15	11.9
反应堆换料水池初始液位 n		m	11.1	12.0	11.0
PTR 001 BA 最终液位 N'		m	10.49	9.8	10.57
反应堆换料水池最终液位 n'		m	13.2	14.2	13.0
试验时间 t		min. s	60	60	60
计算流量 Q		m ³ /h	144.7	145.6	143.7
试验所得 ΔH		M	-0.03	+1.065	-0.255
RIS 001 MD 流量 Q 读数		m ³ /h	74.1	74.3	73.2
RIS 002 MD 流量 Q 读数		m ³ /h	74	74.7	73.1
RIS 099 MD 流量 Q 读数		m ³ /h	73.7	73.9	72.9
流量读数之和 (RIS001MD+002MD) Q_{Σ}		m ³ /h	148.1	149.0	146.3
在试验 ΔH 下的流量安全准则 Q_{zz} ①		m ³ /h	$138 \leq Q_{zz} \leq 154$ ($\Delta H=0\text{m}$)		
压力容器注入管线上的流量读数	006 LD	m ³ /h	36.5	36.6	36.3
	007 LD	m ³ /h	36.5	36.5	36.4
	008 LD	m ³ /h	36.3	36.2	35.8
	009 LD	m ³ /h	36.9	37	36.5
管线间流量失配 A		%	1.277	1.549	0.919
测量误差 dA		%	1.122	1.129	1.153
$A+dA$			2.399	2.678	2.072
流量失配准则 $(A+dA)_{zz}$		%	4.5	4.5	4.5

① 高压安注流量受换料水箱与反应堆换料水池液位差影响很小。

表 4.1-12 HHSI 泵通过硼酸注入箱直接
注入冷段试验结果

项 目	单 位	RCV 001 PO	RCV 002 PO	RCV 003 PO
RIS 001 MD 流量 Q 读数	m ³ /h	102.1	102.5	101.7
RIS 099 MD 流量 Q 读数	m ³ /h	101.7	102.2	101.3
流量读数平均值 Q	m ³ /h	101.9	102.4	101.5
在试验 ΔH 下到热段的流量安全准则 $Q_{zz}^{\text{①}}$	m ³ /h	$Q_{zz} \geq 97.0$ ($\Delta H=0\text{m}$)		

① 高压安注流量受换料水箱与反应堆换料水池液位差影响很小。

表 4.1-13 一台 HHSI 泵同时注入冷段和热段

项 目	单 位	RCV 001 PO	RCV 002 PO	RCV 003 PO
总流量	001 MD 读数 Q	m ³ /h	145.2	
	099 MD 读数 Q	m ³ /h	144.6	
	002 MD 读数 Q	m ³ /h		141.1
冷段	q_1 : 回路 1	m ³ /h	36.5	
	q_2 : 回路 2	m ³ /h	36.5	
	q_3 : 压力容器	m ³ /h		35.8
	q_4 : 压力容器	m ³ /h		36.2
	$Q_{cl} = q_1 + q_2 + q_3 + q_4$	m ³ /h	73	71.7
热段	q_4 : 063 LD	m ³ /h	35.7	
	q_5 : 064 LD	m ³ /h	35	
	q_6 : 065 LD	m ³ /h		34.7
	q_7 : 066 LD	m ³ /h		34.9
	$Q_{hl} = q_4 + q_5 + q_6 + q_7$	m ³ /h	70.7	69.4
安全准则			见图 4.1-14	

注 高压安注流量受换料水箱与反应堆换料水池液位差影响很小。

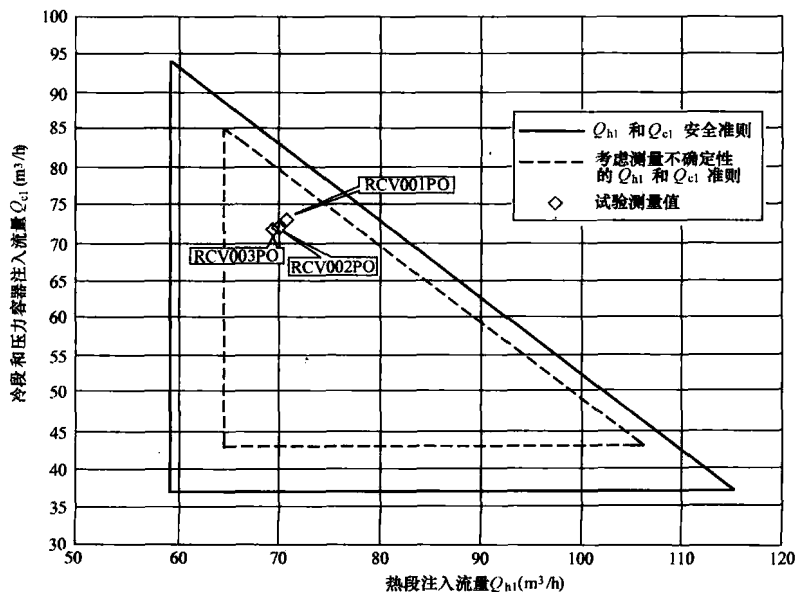


图 4.1-14 高压安注泵同时注入冷段、压力容器和热段安全准则和试验值

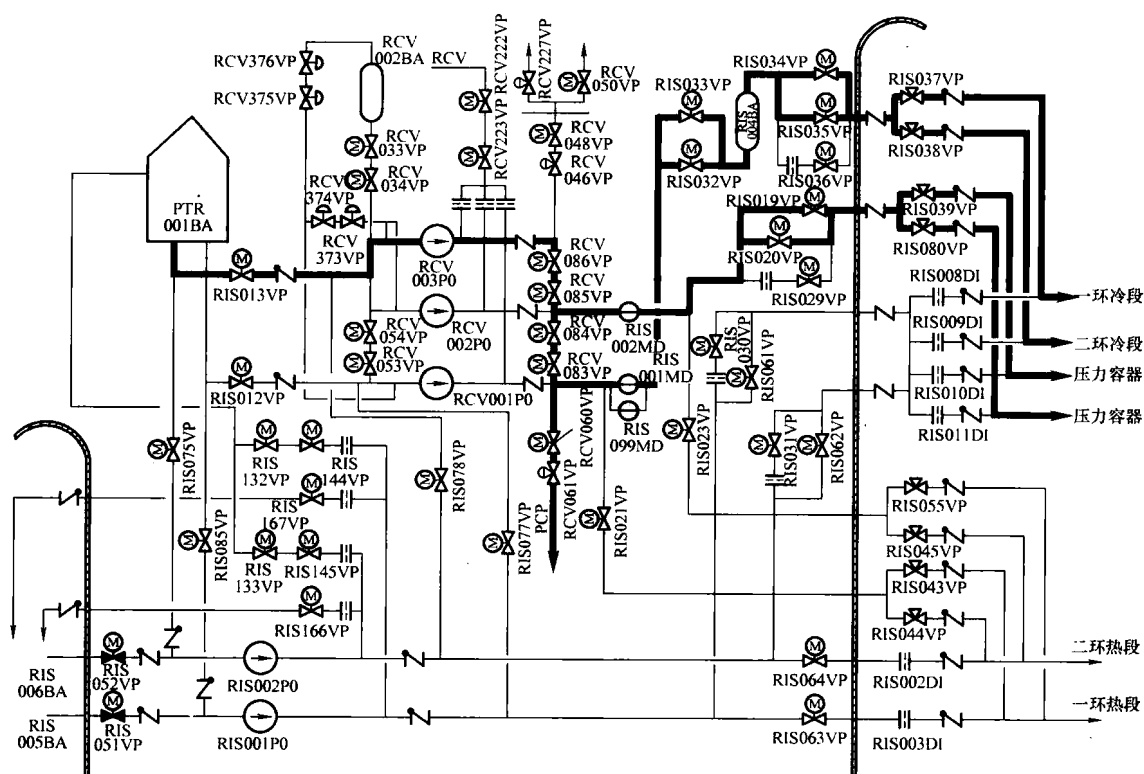


图 4.1-15 高压安注泵直接注入冷段和压力容器-RCV003PO (RCV001、002PO)

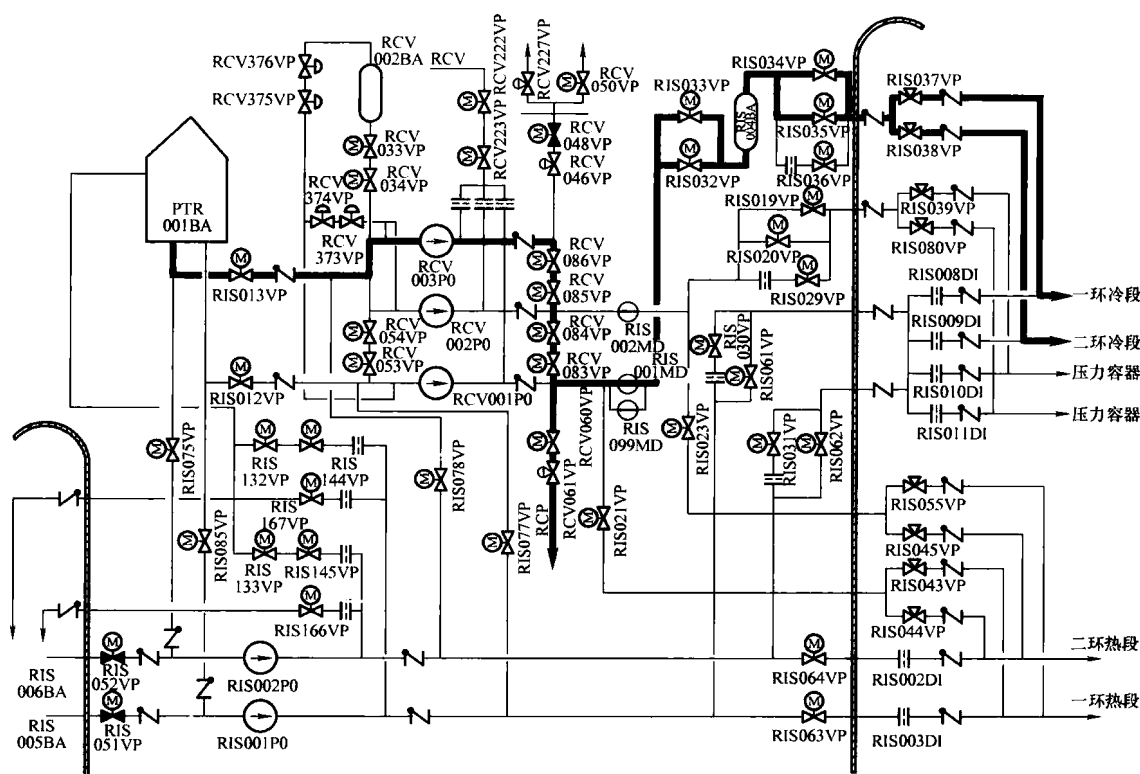


图 4.1-16 高压安注泵通过硼酸注入箱直接注入冷段-RCV003PO (RCV001、002PO)

(3) 低压安注泵为高压安注泵增压的能力试验 (TP RIS 53)。

该试验的目的主要是检验在不同的工况下一台 RIS 泵增压两台 RCV 泵时 RIS 泵的流量不超过其正常运行的限值 ($\leq 880\text{m}^3/\text{h}$)，反之，当两台 RIS 泵增压一台 RCV 泵时

RCV 泵的流量不超过其最大流量限值 ($\leq 160\text{m}^3/\text{h}$)。

最高 H_{MT} 的 RIS 泵增压两台 RCV 泵 (B 列的选最高 H_{MT}) 直接注入冷段及压力容器：配置图如图 4.1-18 所示，测得 RIS002PO 的流量值为 $820\text{m}^3/\text{h}$ ，满足运行准则的要求。

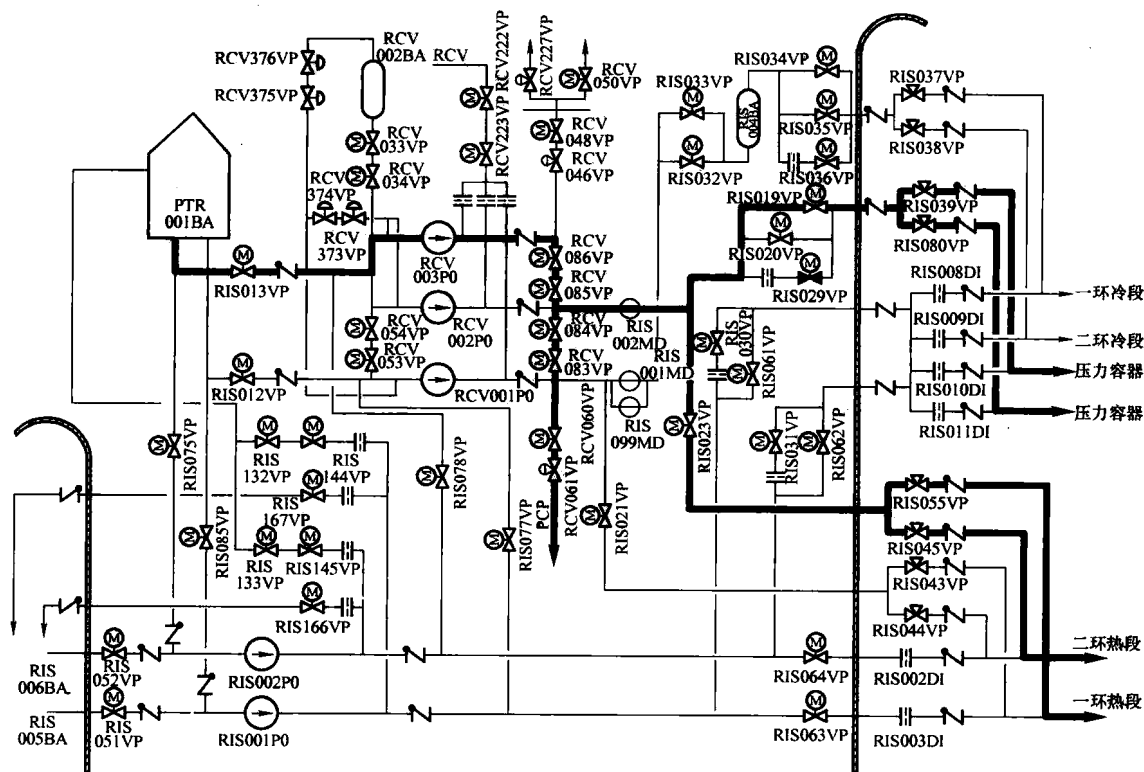


图 4.1-17 高压安注泵同时注入冷段和热段-RCV003P0 (RCV001、002P0)

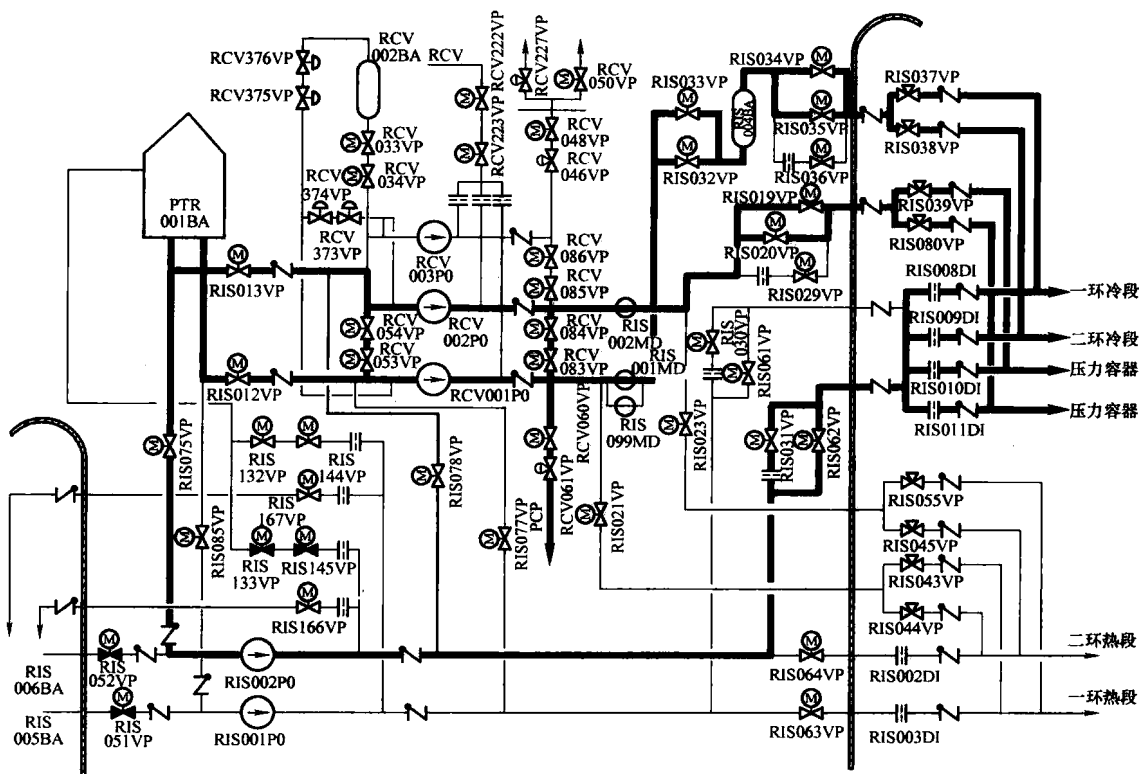


图 4.1-18 LHS 泵直接注入冷管段及压力容器—系列 B

最高 H_{MT} 的 RCV 泵被两台 RIS 泵增压直接注入冷段及压力容器：系统在线图如图 4.1-19 所示，测得的 RCV002P0 的总流量为 $158.2\text{m}^3/\text{h}$ ，满足要求。

最高 H_{MT} 的 RIS 泵增压两台 RCV 泵（B 列的选最高

H_{MT} 的）同时注入冷段、压力容器及热段；配置图如图 4.1-20 所示，测得 RIS002P0 的流量值为 $700\text{m}^3/\text{h}$ ，满足运行准则的要求。

最高 H_{MT} 的 RCV 泵被两台 RIS 泵增压同时注入压力容

器及热段：系统在线图如图 4.1-21 所示，测得的 HHSI 泵的流量为 $104.5\text{m}^3/\text{h}$ ，满足泵的运行要求。

(4) 低压安注泵在再循环模式下的运行 (TP RIS 54)。

安全壳地坑报警是用专门制作的容器来做试验的，该容

器可进行充、排水，经过适当的调整后试验结果如表 4.1-14 所示，该部分内容是国家核安全局对本调试项目的现场检查内容 (W 点)。

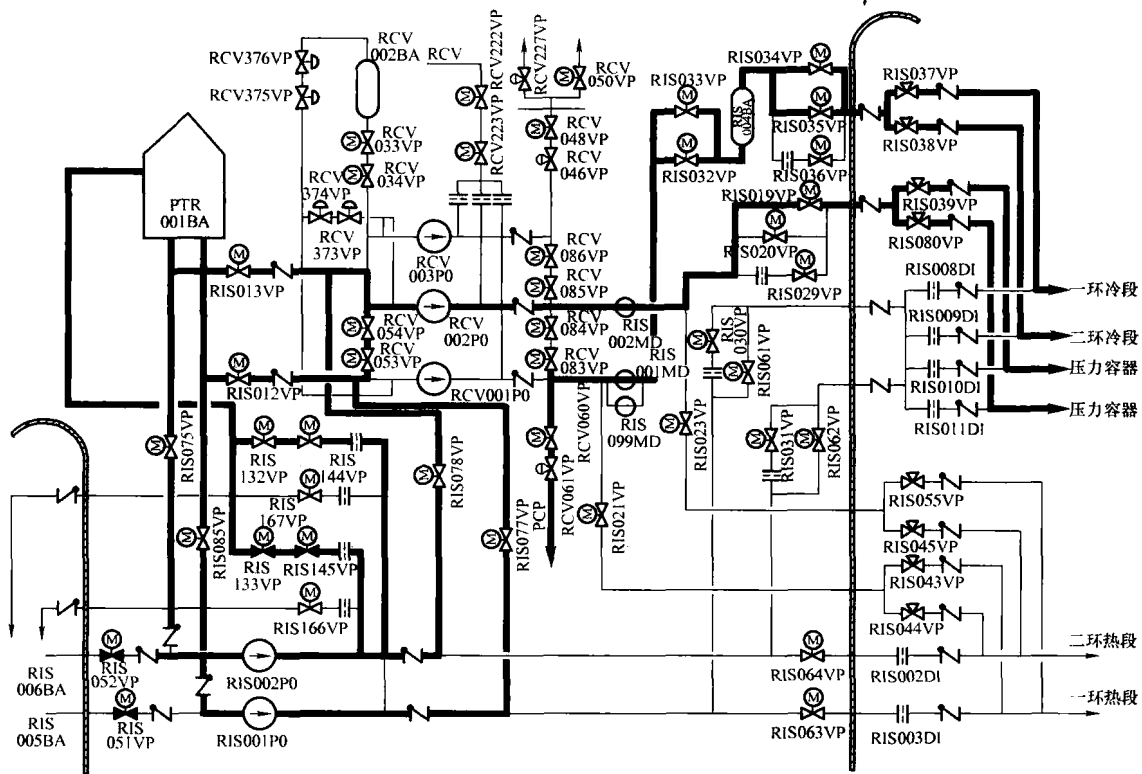


图 4.1-19 HHSI 泵直接注入冷段及压力容器—系列 B

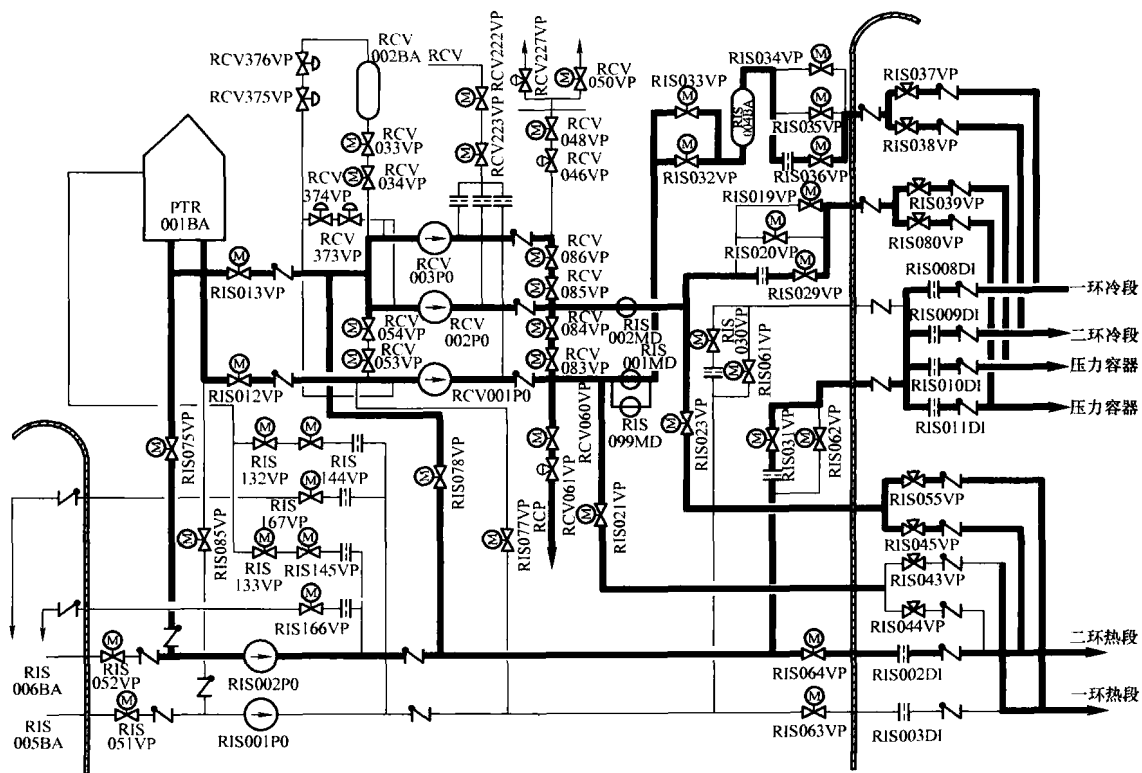
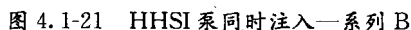


图 4.1-20 LHSI 泵同时注入—系列 B



		信 息	报警参考	期望值	报警出现	报警消失
RIS 005 BA	043 SN	高高水位	416 AA (429 EC)	≥ -1.40	-1.38	-1.43
	042 SN	高水位	417 AA (430 EC)	≥ -3.10	-3.09	-3.17
		低水位	418 AA (431 EC)	≤ -3.40	-3.39	-3.36
RIS 006 BA	046 SN	高高水位	419 AA (432 EC)	≥ -1.40	-1.41	-1.50
	045 SN	高水位	420 AA (433 EC)	≥ -3.10	-3.10	-3.22
		低水位	421 AA (434 EC)	≤ -3.40	-3.40	-3.35

测量低压安注泵从地坑吸水时的压降系数：试验时 RIS 泵从地坑吸水，排水经安注管线到冷段和压力容器（对于 A 系列，开启 RIS061VP；对于 B 系列，开启 RIS062VP。关闭小流量阀门），详见图 4.1-24。

$$\Delta p_1 = l_s + H - h_s \quad (4.1-6)$$
$$K_{st} = \frac{\Delta p_t}{Q^2} \quad (4.1-7)$$

据 RCC-P, 在 LOCA 事故下的可用 NPSH 的计算要考虑到下述因数:

- $$\text{NPSH} = H - K_{\text{is}} \times 880^2 + \frac{v_1^2}{2g} \quad (4.1-8)$$

试验数据见表 4.1-15 和表 4.1-16, 得到的可用 NPSH $\geq 0.7\text{m}$, 所以均满足了设计要求。

RIS 001 PO	014MD (m ³ /h)	l_s	h_s	h_p	Δp_1 ($l_s + H - h_s$)	K_{st}
$t=0$	685	1.24	2.75	0.19	1.11	2.36×10^{-6}
$t=1'$	679	1.11	2.60	0.34	1.13	2.45×10^{-6}
$t=2'$	689	0.89	2.48	0.51	1.12	2.36×10^{-6}
$t=3'$	682	0.84	2.36	0.66	1.10	2.36×10^{-6}
$t=4'$	684	0.70	2.23	0.83	1.09	2.33×10^{-6}
平均流量	683.8					
					平均 K_{1s}	2.37×10^{-6}

所以, 可用 $NPSH=0.993m$

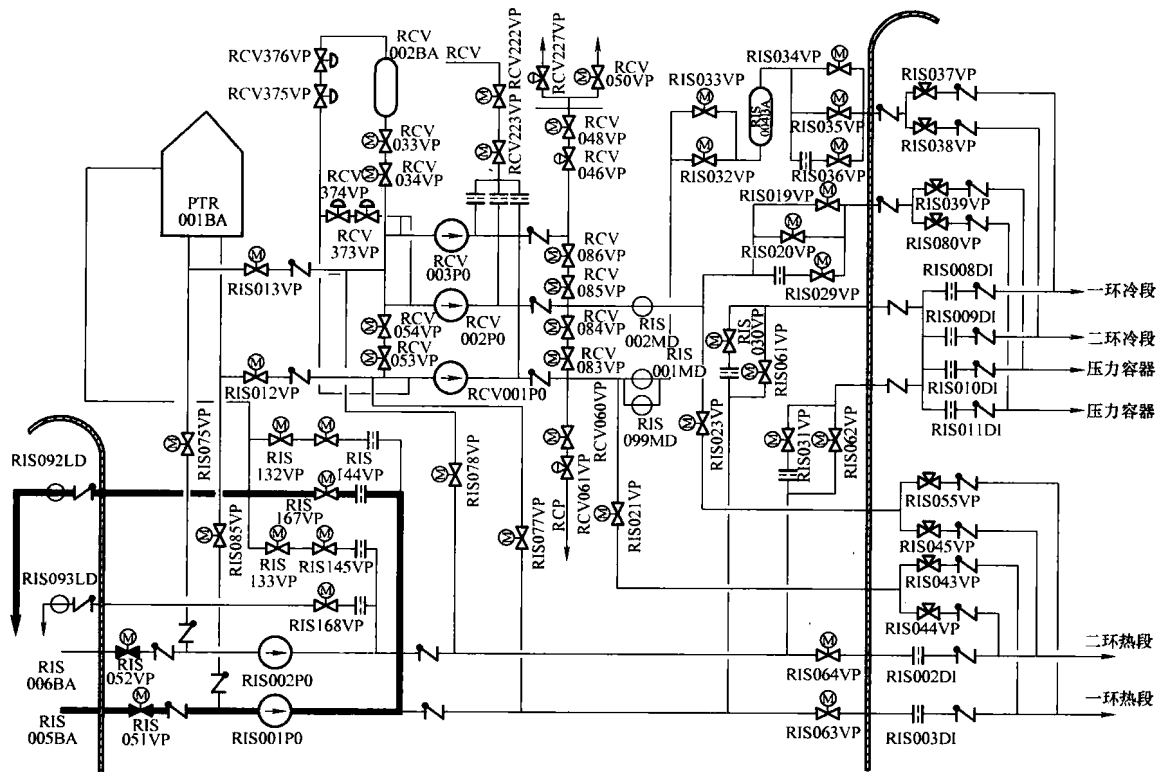


图 4.1-22 RIS001PO 从安全壳地坑吸水经最小流量管线返回地坑

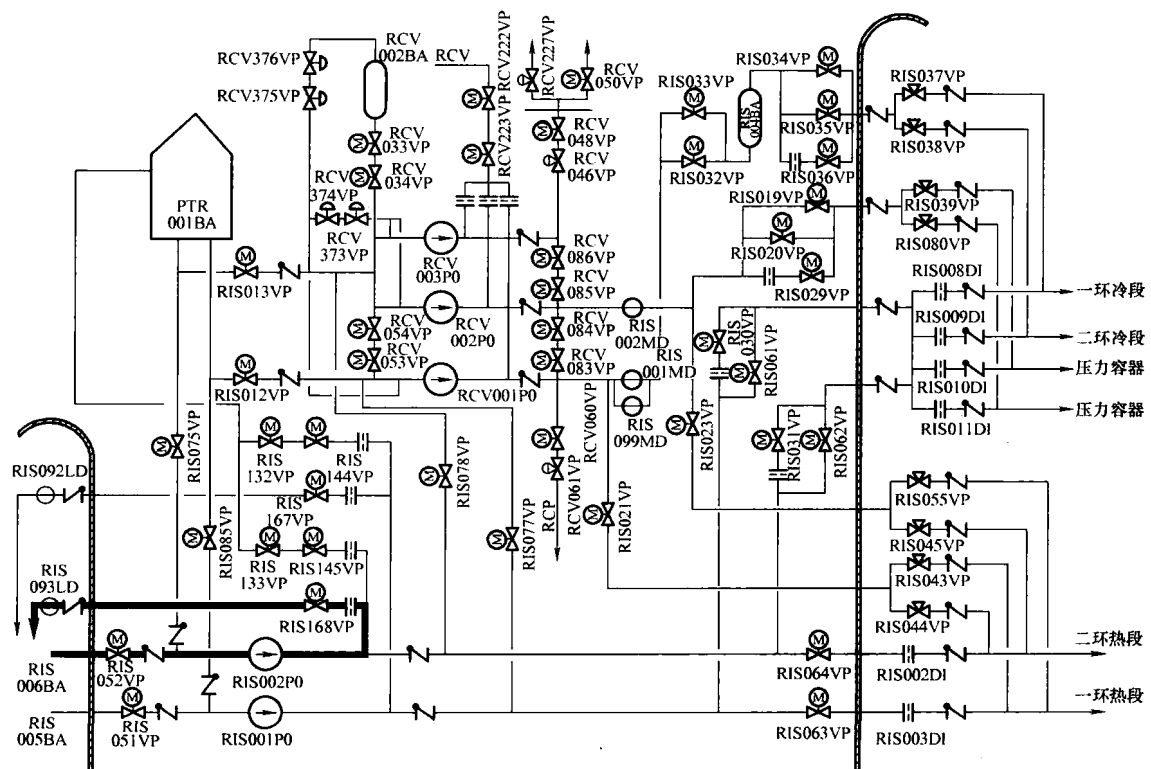


图 4.1-23 RIS002PO 从安全壳地坑吸水经最小流量管线返回地坑

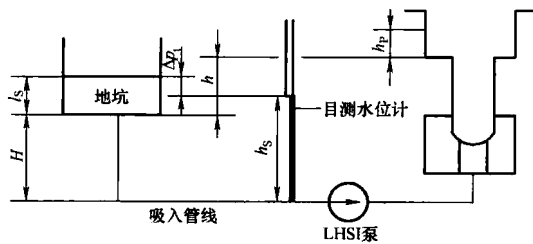


图 4.1-24 低压安注泵吸入管线

压降系数试验流程示意

l_s — t 时刻从底部测得的地坑内水的高度； h_p — t 时刻从水池底部测得的反应堆换料水池内水的高度； h_s — t 时刻吸入管线轴线上的净吸入压头； H —地坑底部与吸入管线轴线之间的高度差； h —地坑底部与换料水池底部之间的高度差； ΔH_t —在各时刻 t 测得的换料水池与地坑的水位差

表 4.1-16 RIS002PO 吸入管线压降系数试验结果

RIS 002 PO	015MD (m ³ /h)	l_s	h_s	h_p	Δp_t ($l_s + H - h_s$)	K_{st}
$t=0$	669	1.15	2.66	1.16	1.11	2.48×10^{-6}
$t=1'$	658	1.01	2.49	1.34	1.14	2.63×10^{-6}
$t=2'$	668	0.88	2.39	1.51	1.11	2.49×10^{-6}
$t=3'$	667	0.74	2.26	1.65	1.10	2.47×10^{-6}
$t=4'$	671	0.59	2.13	1.83	1.08	2.40×10^{-6}
平均流量	666.6					
					平均 K_{2s}	2.49×10^{-6}

试验分析： $H=2.62\text{m}$ $v_2=1.97\text{m/s}$

可用 $\text{NPSH} = H - K_{2s} \times 880^2 + \frac{v_2^2}{2g}$

所以，可用 $\text{NPSH}=0.90\text{m}$

(5) RIS 和 EAS 相互支援 (H4 规程) 验证 (TP RIS 61)。

H4 管线在 H4 超设计基准事故的规程中使用，该试验分两部分内容，第一部分是“EAS 作为 RIS 功能备用”，其目的是验证 EAS 泵作为 RIS 泵的备用通过 H4 管线向堆芯注入冷却剂的能力；第二部分是“RIS 作为 EAS 功能备用”，其目的是验证通过 H4 管线，低压安注泵作为 EAS 泵的备用从安全壳排出余热的能力。

第一部分试验使用最低 H_{MT} 的 EAS (即 EAS001PO) 来进行试验，只进行一种工况，系统在线如图 4.1-25 所示。同一系列中的 LHSI 泵 (RIS001PO) 用卡转子装置锁定转子，在试验时，H4 布置中不涉及的另一台 LHSI 泵用来给临时反应堆厂房地坑充水以延长试验持续时间 (启泵打开地坑的最小流量管线，从 PTR 001 BA 吸水)。试验测量的流量为 $121.4\text{m}^3/\text{h}$ ，满足安全准则要求流量要大于 $112\text{m}^3/\text{h}$ 要求。

第二部分试验是 RIS 泵作为 EAS 泵的备用，此时低压安注泵的吸入管线很长，压降大，泵吸入口有可能会吸空，所以试验时要特别注意，必须确认 RIS 泵出口的隔离阀关闭、带限流孔板的旁路隔离阀开启。试验分初步试验和主要试验，初步试验时泵从换料水箱吸水，测量低压安注泵注入管线孔板的流量。同样，在试验时同一系列中的安喷泵必须用卡转子装置锁定转子，在进行主要试验时，H4 布置中不涉及的另一台 LHSI 泵用来给临时反应堆厂房地坑充水以延长试验持续时间 (启泵打开地坑的最小流量管线，从 PTR 001 BA 吸水)。

用最低 H_{MT} 的 RIS 泵 (RIS001PO) 注入热段：

初步试验，系统在线如图 4.1-26 所示，试验测得 RIS023DI 的流量为 $122.2\text{m}^3/\text{h}$ ；主要试验，系统在线如图 4.1-27 所示，按调试规程，注入热管段，试验数据在表 4.1-17 中。

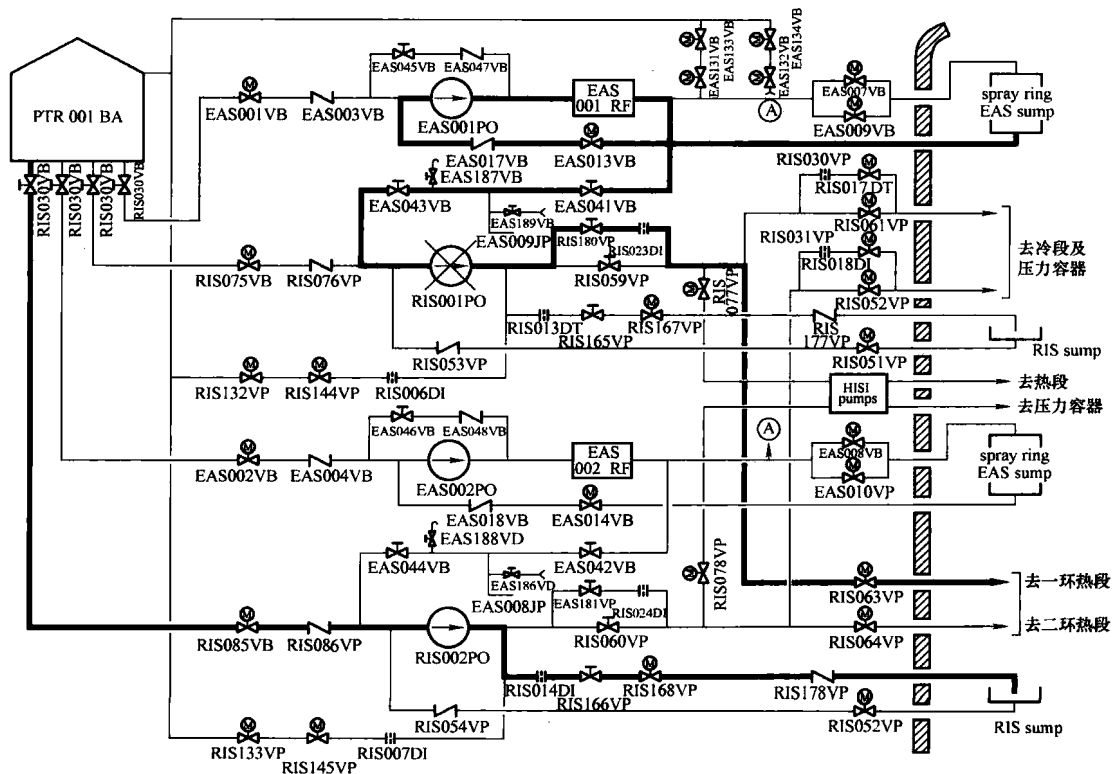


图 4.1-25 EAS 作为 RIS 备用—系列 A

表 4.1-17 RIS001PO 作为 EAS 泵备用
注入热段试验结果

No.		地坑水位 h (m)	093LD 流量 (m ³ /h)	RCP082LN	ΔH
初始工况 t_0	0min	1.497		11.07	13.07
t_1	5min	1.453	79.7	11.19	13.24
t_2	10min	1.413	79.7	11.32	13.43
t_3	14min	1.391	79.7	11.42	13.53

$$\Delta H = 8.92 - h + 3.50 \quad (4.1-9)$$

式中: h 为地坑水位 (从地坑底部算起); 8.92 为反应堆压力容器冷却剂接管标高, m; -3.50 为地坑底部标高 (按厂区标高), m。

流量计算方法:

地坑液位变化 $1.497\text{m} - 1.391\text{m} = 0.106\text{m}$

地坑容积与高度变化关系 $0.797\text{m}^3/\text{cm}$ (在 1.5 ~ 1.25m 之间时)

地坑容积变化 $\Delta V = 0.797 \times 10.6\text{m}^3 = 8.448\text{m}^3$

流量 $Q = 79.7\text{m}^3/\text{h} + 8.448/14 \times 60\text{m}^3/\text{h} = 115.91\text{m}^3/\text{h}$

试验结果: $\Delta H = 13.31\text{m}$ (在该 ΔH 下安全流量安全准则要求大于 $115.0\text{m}^3/\text{h}$)。

$Q = 115.91\text{m}^3/\text{h}$, 满足准则要求。

用最高 H_{MT} 的 RIS 泵 (RIS002PO) 注入冷段和压力容器:

初步试验, 系统在线如图 4.1-28 所示, 试验测得 RIS023DI 的流量为 $124.8\text{m}^3/\text{h}$ 。

主要试验, 系统在线如图 4.1-29 所示, 按调试规程, 注入冷段和压力容器, 试验数据在表 4.1-18 中。

表 4.1-18 RIS002PO 作为 EAS 泵备用注入
冷段和压力容器试验结果

No.		地坑水位 h (m)	092LD 流量 (m ³ /h)	RCP082LN	ΔH
初始工况 t_0	0min	1.472		11.63	13.66
t_1	5min	1.431	80.3	11.75	13.82
t_2	10min	1.306	80.3	11.88	14.08
t_3	14min	1.355	80.3	12.01	14.15

$$\Delta H = 8.92 - h + 3.50 \quad (4.1-10)$$

式中: h 为地坑水位 (从地坑底部算起); 8.92 为反应堆压力容器冷却剂接管标高, m; -3.50 为地坑底部标高 (按厂区标高), m。

流量计算:

地坑液位变化 $1.472\text{m} - 1.355\text{m} = 0.117\text{m}$

地坑容积变化与高度变化关系 $0.797\text{m}^3/\text{cm}$ (在 1.5 ~ 1.25m 之间)

地坑容积变化 $\Delta V = 0.797 \times 11.7\text{m}^3 = 9.325\text{m}^3$

流量 $Q = 80.3 + 9.325/15 \times 60\text{m}^3/\text{h} = 117.6\text{m}^3/\text{h}$

试验结果: $\Delta H = 13.91\text{m}$ (在该 ΔH 下安全流量安全准则要求大于 $115.0\text{m}^3/\text{h}$)。

$Q = 117.6\text{m}^3/\text{h}$, 满足准则要求。

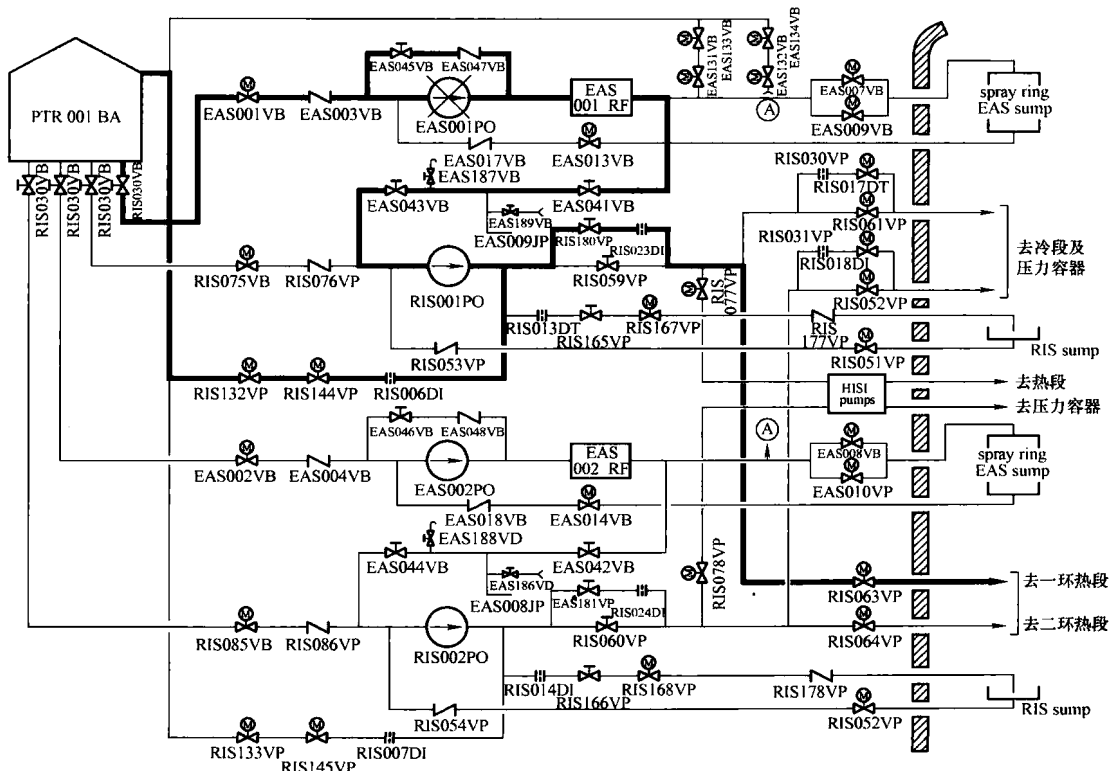


图 4.1-26 RIS 作为 EAS 备用: 系列 A 到热管段初步试验

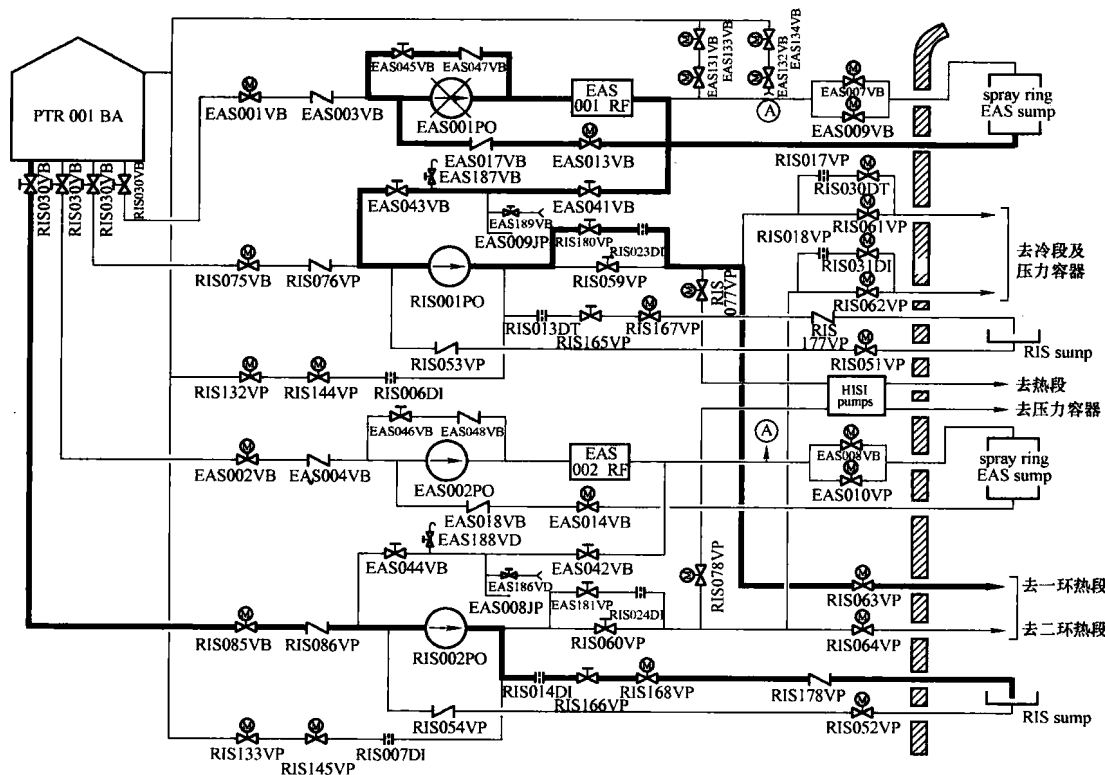


图 4.1-27 RIS 作为 EAS 备用：A 系列到热管段主要试验

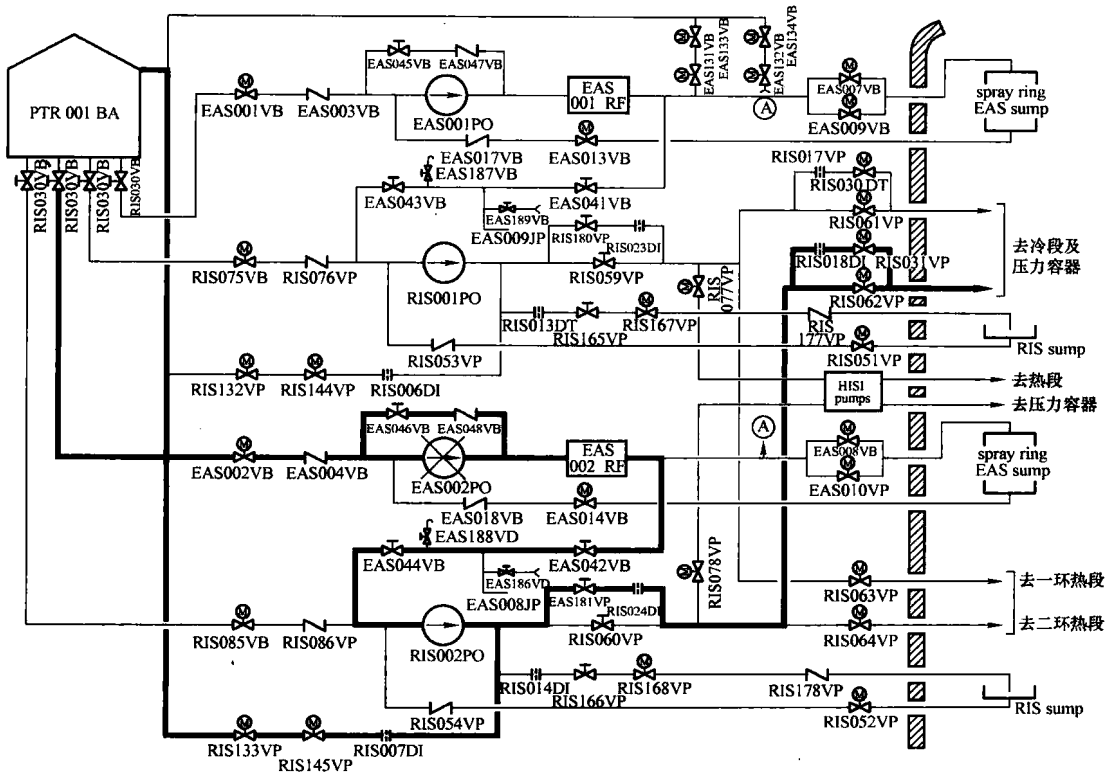


图 4.1-28 RIS 作为 EAS 备用：B 系列到冷管段和压力容器初步试验

5.1.7 安注箱试验

安注箱排放试验 (TP RIS 15) 是压力容器开盖冷态功能试验内容。

安注箱水位和压力报警整定值试验 (TP RIS 55) 的试验目的是检查安注箱水位和压力报警整定值。

5.1.7.1 试验目的与验收准则

安注箱排放试验的目的是：在安注箱覆盖气体压力小于

额定压力 (0.7MPa) 条件下，进行注入试验，检查冷却剂丧失事故时，在安注箱注入管线中的压降在设计规定的范围内；测量安注箱注入隔离阀的开启时间。

安全准则：由两条注射管线的阻力配合计算得到的管线平均阻力系数，应符合安全准则的要求。

$$-(L/D)m - \Delta(L/D)m \geq 460$$

$$-(L/D)m + \Delta(L/D)m \leq 683$$

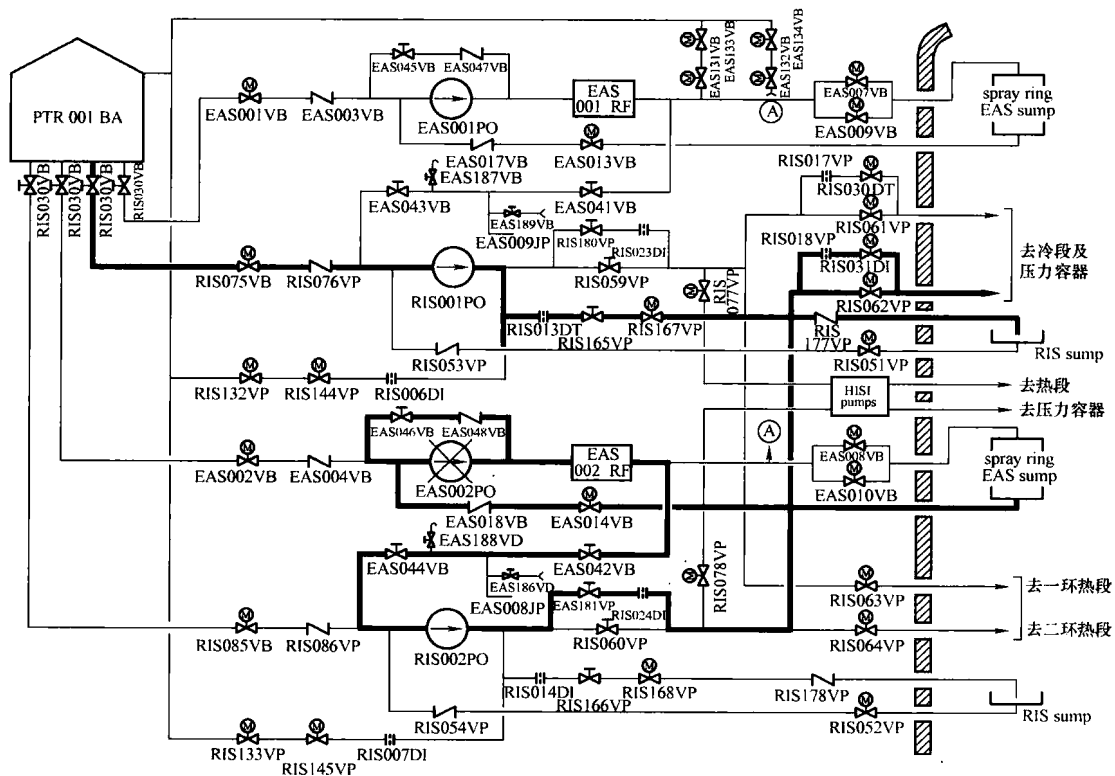


图 4.1-29 RIS 作为 EAS 备用：B 系列到冷管段和压力容器试验

这里 $\Delta(L/D)_m$ 为 $(L/D)_m$ 的不确定性。

运行准则：安注箱注射隔离阀的开启时间满足要求。

5.1.7.2 主要试验条件与注意事项

(1) 在排放试验之前，检查氮气或压缩空气管线已被正确隔离，因为安注箱是依靠覆盖气体的绝热膨胀进行注入的。

(2) 在注入前，检查安注箱的压力是稳定的。

(3) 反应堆冷却剂系统和换料水池处于压力容器开盖冷态功能试验的配置状态，压力容器是打开的，并且是空的，堆内构件已经取出。

(4) 反应堆压力容器水位在开始试验时应足够低，在安注箱注射时，水位要低于回路管道。所以，在每个试验之前，反应堆压力容器应通过排水泵进行排水。

(5) 在加压前，隔离就地目视水位计。

(6) 安注箱增压是用压空通过一临时接管连接到 RIS407VZ 而实现增压。

(7) 试验时若使用水压试验泵，则须遵守水压试验泵的运行规则。水压试验泵 9RIS011PO 电源断路器拉出。

(8) 在主控制室、安注箱房间和反应堆换料水池之间已经安装好临时的通信装置。

(9) 阀门、仪表、继电器回路通道都是可用的，并且已据 TPRIS07、08 和 09 进行了试验。

(10) 临时设施必须准备就绪，试验用的仪表管道不能是柔性管道。

(11) 试验期间密切监视压力容器水位，严防无主泵轴封注水时主回路的水进入主泵。

(12) 安注箱安全阀 RIS 102, 104 VZ 是可用的。

(13) 安注信号被闭锁。

(14) 阀门已进行在线，目的是为了获得安注箱注入管线系统配置，使该系统与 REA、RRA、RCV 和 RIS 注射管

线（热段和冷段）相隔离。在线后电动阀断路器拉出。

(15) KIT、KDO 或记录仪都已准备好，允许同时记录安注箱水位、安注箱注射隔离阀的开启信号、安注箱压力、安注箱注射隔离阀的限位开关。

5.1.7.3 临时设施

(1) 临时压缩空气管线。

给安注箱增压的临时压缩空气管线：从安注箱的氮气供应管线接入，向安注箱提供 0.7MPa.g 的压缩空气，作为安注箱排放的动力。

(2) 临时的压力变送器。

临时压力表的安装位置见图 4.1-30。因为在线的压力变送器的量程为 0~5MPa.g，用于该试验中则量程太大，精

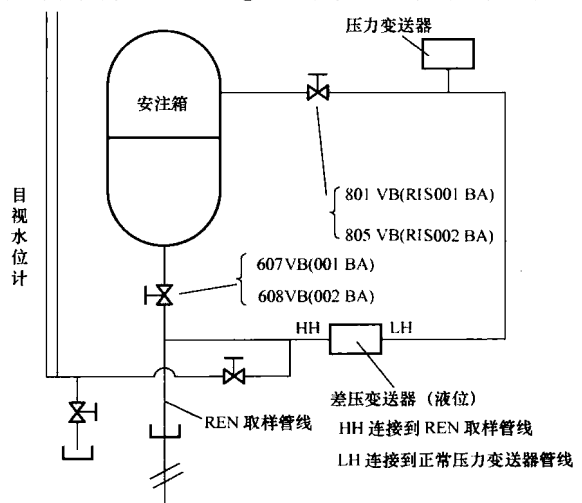


图 4.1-30 试验装置布置

注：1. 临时管道必须固定好。

2. 压力变送器应安装到尽可能接近脉冲管的位置上。

3. 加压前必须隔离就地液位计。

度不够,故改用量程为 0~1MPa.g 的压力变送器,试验时临时使用了 RCV048MP 这块表。仪表通道使用系统本身的仪表通道,对于 RIS001BA,使用 RIS0024MP 的通道,对于 RIS002BA,使用 RIS025MP 的通道。试验时利用 KIT (电厂计算机系统) 来收集数据,所以还必须在 KIT 中把 RIS024、025MP 的量程从 0~5MPa 改为 0~1MPa,同时采样周期改为最短 (2s),这样 KIT 显示的数据才能真正反映实际的压力。若 KDO 可用,则最好用 KDO 采集数据。

(3) 临时的水位变送器。

因为在线的水位变送器的量程为 3.65~4.3m,在该试验中量程太窄而无法使用,故必须把该变送器的测量量程扩大,改为 0.67~4.67m。现场的做法是把在线的水位变送器的正腔室的接口改为安注箱的底部,同时把变送器的安装位置下移到离地面 1.2m,信号仍然由该在线的仪表通道传送,与上一条相同,必须修改 KIT 的量程和信号采样周期,参见图 4.1-30。

(4) 临时的目视水位计。

用于安注箱充水时的监视和校准水位变送器,参见图 4.1-30。

5.1.7.4 安注箱注射管线阻力系数的计算公式

安注箱排放流程示意图 4.1-31。

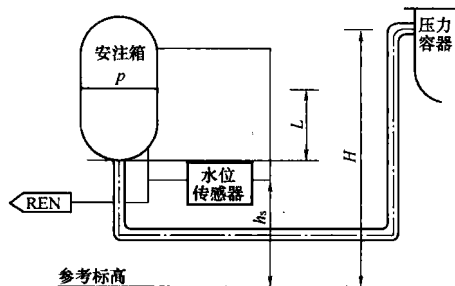


图 4.1-31 安注箱排放流程示意

t_0 —注射隔离阀开启信号发出的时刻; t_1 —注射隔离阀全开的时刻; L_1-t_1 时刻从液位传感器读出的液位, m; $L_2-t_1+\Delta t$ 时刻从液位传感器读出的液位, m; $L_m-t_1+\Delta t/2$ 时刻从液位传感器读出的液位, m; $p_m-t_1+\Delta t/2$ 时刻氮气或空气的压力, m; Δt —约为 10~20s

管道的压降由下式表示:

$$\Delta p = f \frac{L}{D} \frac{Q^2}{2gS^2} \quad (4.1-11)$$

式中: Δp 为压降 (N_2O); f 为摩擦系数 (由雷诺数和相对粗糙度决定), $f=0.011$; Q 为管道内的流量 (注入管内径=0.222 2m), m^3/h ; S 为注射管道流通截面积 ($S=0.03878m^2$), m^2 ;

这样,可得到阻力系数计算公式:

$$\frac{L}{D} = \frac{2gS^2}{f} \frac{\Delta p}{Q^2} = 2.6819 \times \frac{\Delta p}{Q^2} \quad (4.1-12)$$

式中: $\frac{2gS^2}{f}$ 是一个常量,可由 S 和 f 计算得出,根据管道规格得到 s 的理论值,从安注系统安全准则中得到 f 值; Δp 和 Q 由试验确定。

管道内流量 Q 的确定:

$$Q = \frac{L_1 - L_2}{\Delta t} S \quad (m^3/s) \quad (4.1-13)$$

式中: S 为安注箱内部截面面积,对 001BA, $S=$

9.925 9m²,对 002BA, $S=9.9818m^2$; L_1 、 L_2 为安注箱液位 (注意:应确保 L_2 是在安注箱柱体部分测得的), m; Δt 为分析时间, s。

管道内压降 Δp 的确定:

$$\Delta p = p_m + L_m + h_s - H \quad (m) \quad (4.1-14)$$

式中: p_m 和 L_m 为 $t_1 + \frac{\Delta t}{2}$ 时刻测得的值; h_s 为 5.2m; H 为 8.232m。

下面由两台安注箱注射管线的阻力配合计算来确定阻力系数 $(\frac{L}{D})_m$:

$$\frac{1}{\sqrt{(\frac{L}{D})_m}} = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{\sqrt{(\frac{L}{D})_1}} + \frac{1}{\sqrt{(\frac{L}{D})_2}} \right] \quad (4.1-15)$$

式中: $(\frac{L}{D})_m$ 是两台安注箱配合得到的阻力系数; $(\frac{L}{D})_1$ 、 $(\frac{L}{D})_2$ 分别为安注箱 RIS001、002BA 注入试验得到的值。

最后得到管线平均阻力系数为

$$(\frac{L}{D})_m = \left\{ \frac{1}{2} \left[\frac{1}{\sqrt{(\frac{L}{D})_1}} + \frac{1}{\sqrt{(\frac{L}{D})_2}} \right] \right\}^{-2} \quad (4.1-16)$$

对阻力系数误差的计算:根据试验时所使用的仪表,误差为

$$\Delta(L/D)_m \approx 3.7\% (L/D)_m$$

5.1.7.5 试验结果

对安注箱进行增压的过程中测量止回阀 RIS004、005VP 的开启压力,止回阀的开启动力来自阀前后的压差。测量方法是:缓慢给安注箱充压空,在压力容器的排放口观察到水流出,此时的安注箱压力即为止回阀的开启压力。试验结果为:RIS004VP = 0.007MPa.g, RIS005VP = 0.006MPa.g。进行 001BA 试验时,并没有让其排空,而是掌握在隔离阀全开后约 12s (满足分析时间 10~20s 的要求) 即进行关阀操作,对 002BA 则是让其全部排空。在试验时振动组要在现场测量排放管线的振动。

实际测量的排放隔离阀的开启时间为 20s,满足设计值 (约 20s) 的要求。

RIS001BA 排放过程的压力和液位曲线如图 4.1-32 所示,002BA 的如图 4.1-33 所示。

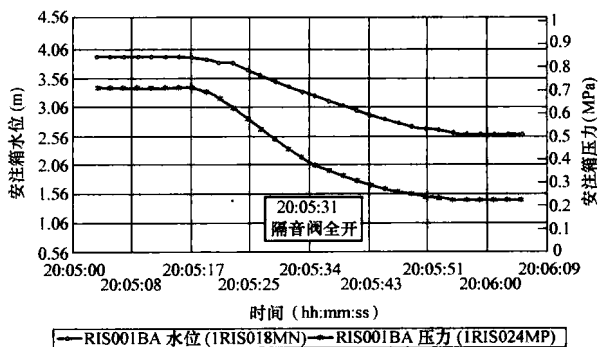


图 4.1-32 RIS001BA 排放水位和压力变化曲线

安注箱排放管线平均阻力系数试验结果: Δt 取 12s,试验测量数据见表 4.1-19,计算结果见表 4.1-20。从表 4.1-20 可知,平均阻力系数的试验结果是满意的。

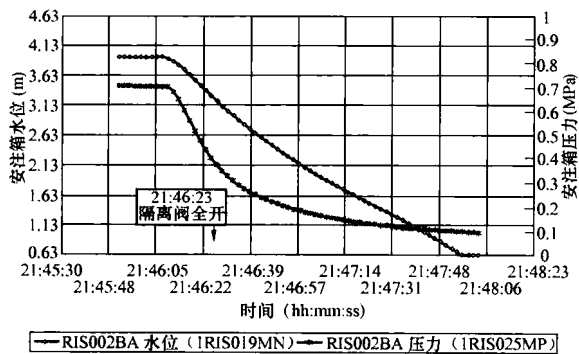


图 4.1-33 RIS002BA 排放水位和压力变化曲线

表 4.1-19 安注箱排放试验测量数据

安注箱	L_1 m	L_2 m	L_1-L_2 m	L_m m	p_m m ce	Q_m m ³ /s	Δp m ce	(L/D)
RIS001BA	3.609	3.082	0.527	3.336	41.603	0.435 9	41.907	591.50
RIS002BA	3.367	2.878	0.489	3.114	35.791	0.406 8	35.873	581.36

表 4.1-20 安注箱注射管线平均阻力系数计算结果

安注箱 RIS001-002BA	$(\frac{L}{D})_m$	$(\frac{L}{D})_m + \Delta(\frac{L}{D})_m$	$(\frac{L}{D})_m - \Delta(\frac{L}{D})_m$
试验结果	586.40	608.10	564.70
安全准则	—	≤ 683	≥ 460

5.1.8 安全注入系统动作试验

该试验验证了高压、低压安注子系统在第一阶段的启动运行情况，试验工况下主回路压力高，所以低压安注泵只作为高压安注泵的增压泵，详见图 4.1-34。

试验安排在核电厂调试Ⅱ.3阶段的热态功能试验(HFT)时进行。作为一项综合试验，它必须在各系统有关试验以及失电试验(BAS和COC)完成后进行，以检查安全注入(SI)与安全壳A阶段隔离(CIA)相关的各执行机构的联合响应情况以及信号、报警的正确性，同时获取数据以验证整个核蒸汽供应系统(NSSS)参数变化情况。

所进行的试验过程是采用安注误启动来模拟安注动作。按四类运行工况的划分，若在功率运行时发生安注误启动，则属于Ⅱ类工况——常见故障。这类事故发生后不应反应堆造成伤害，因此允许在核电厂调试期间进行适当的模拟试验，而对Ⅲ类和Ⅳ类事故，事故后果会对堆芯造成破坏，所以，调试期间不会人为制造这种事故，而只是分别验证与事故处理有关的系统功能。

对于安注误启动，其安全风险是危害第二道放射性屏障，因为安注触发后若后面的干预操作不及时，有可能会把稳压器灌满而使一回路压力上升，最终导致稳压器安全阀开启。

5.1.8.1 试验目的

安全注入系统动作试验的目的是在尽可能接近热停堆运行工况下验证安注系统及其相关的保护通道的可用性，见图 4.1-35。

在厂外电源可用的情况下，通过直接改变物理参数来触发安注，以检查：

- 1) SI信号引起的动作及其后续动作。
- 2) CIA信号引起的动作。

3) 反应堆紧急停堆信号引起的动作。

4) 在压力容器开盖功能试验期间所进行的安注流量调节试验的有效性。

5) 使运行人员熟悉这类事故的处理操作，并使相应的事故处理规程生效。

5.1.8.2 验收准则

SI信号相关的设备在接收到信号后根据要求进行动作。

CIA信号相关的设备在接收到信号后根据要求进行动作。

SI顺序和CIA顺序与RPR逻辑图一致。

有关的执行机构接收到SI和CIA信号后的动作时间应符合相关系统手册中的规定。

5.1.8.3 试验方法与试验组织

(1) 试验方法。

1) 在核电厂，出现下列任一信号，安注系统即被启动：

- ① 稳压器压力低低。
- ② 任一蒸汽管线压力低低。
- ③ 安全壳压力高高。
- ④ 蒸汽流量高的同时蒸汽压力低。
- ⑤ 蒸汽流量高的同时反应堆冷却剂平均温度 T_{avg} 低低。

安注动作试验通过模拟蒸汽发生器(SG)二次侧蒸汽管道破裂来触发，具体作法是：迅速手动打开SG1的两个大气释放阀(GCT-A)，直到“SG1蒸汽管道压力低低”(3.0MPa)安注信号出现，触发安注动作。安注之后立即关闭GCT-A大气释放阀，这样“破口”被隔离，安注就成为误安注，接着就根据事故处理规程I 3.1(在P11以上的安注意外投运)进行处理，关键要避免稳压器被灌满。

2) 安注信号出现后，将引起以下一系列自动保护动作：

- ① 反应堆紧急停堆。
- ② 应急柴油发电机组A系列/B系列(LHP/Q)启动。
- ③ RIS系统投运。
- ④ 汽轮发电机组脱扣。
- ⑤ 安全壳A阶段隔离(第一阶段隔离)。
- ⑥ 电动辅助给水泵启动，辅助给水系统(ASG)投运。
- ⑦ 主给水系统(ARE)隔离，主给水泵停运。
- ⑧ 重要厂用水系统/核岛闭式冷却水系统(SEC/RRI)泵启动。
- ⑨ 上充泵房应急通风系统(DVH)启动。
- ⑩ 核燃料厂房通风系统(DVK)和安全壳外环廊通风系统(DVW)切换到碘过滤器运行。

⑪ 安全壳大气监测系统(ETY)退出运行。

(2) 试验组织。

因为安注试验是一项综合试验，涉及的系统、设备、信号众多，在试验前有许多的在线操作、检查，SI/CIA触发后须在5min内完成各设备的状态检查，所以必须对人员进行明确分工，各行其职，听从指挥。

试验前安排专人在计算机集中数据处理系统(KIT)中把相关的系统设置为“试验系统”，同时在KIT和试验数据采集系统(KDO)中进行趋势图变量组合并检查变量的有效性；试验时进行监视；试验后进行相应的数据打印。

试验总指挥由总工程师担任，当试验负责人完成试验前的准备工作和状态检查以后，汇报总工程师。试验时要与运行值进行密切的配合和充分的交流，主控室的操作和事故处理规程的执行由运行值完成。试验组织机构如图 4.1-36所示。

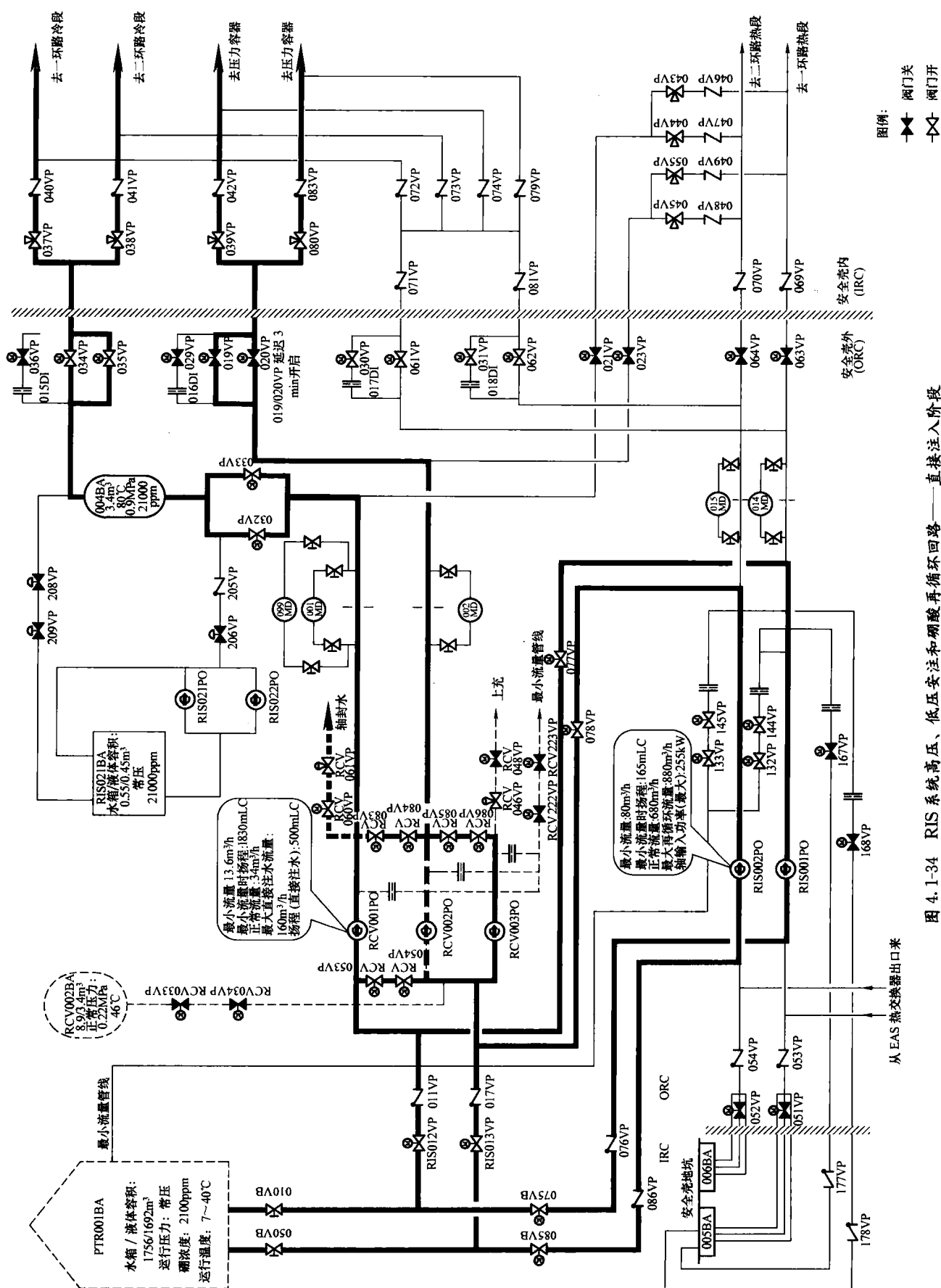


图 4.1-34 RIS 系统高压、低压安注和硼酸再循环回路——直接注入阶段

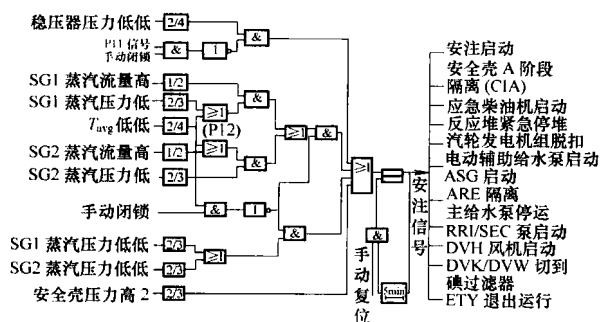


图 4.1-35 安注信号逻辑简图

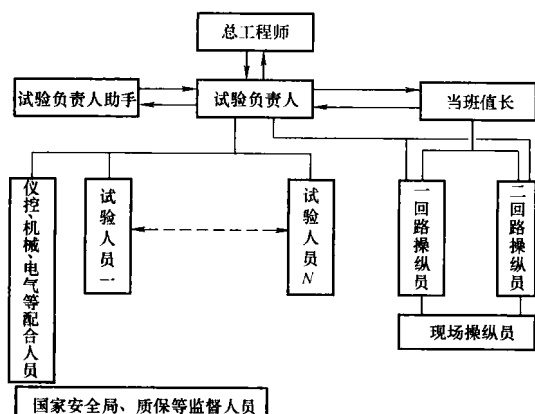


图 4.1-36 安全注入系统启动试验组织机构

图 4.1-36 中“试验人员”的分工如下：

1) SI 和 CIA 信号在内的设备在试验前后的状态准备、检查：

- ① 通风系统（包括 DVH、DVK、DVW、ETY）。
- ② 蒸发器排污系统（APG）、ARE、ASG。
- ③ 核取样系统（REN）。
- ④ 化学容积控制系统（RCV）、硼和水补给系统（REA）。

⑤ LHP/Q、核岛氮气分配系统（RAZ）。

⑥ RIS 系统。

⑦ 核岛疏水排气系统（RPE）。

⑧ RRI/SEC 系统。

2) 安注盘指示灯。

3) CIA 盘指示灯。

4) RIS 系统报警。

5) 调试规程执行记录。

6) KIT 和 KDO。

(3) 主要试验条件和注意事项。

1) 关于主泵轴封水回流。

试验期间为保证主泵轴封水回流正常运行，对 CIA 执行机构 RCV088/089VP 作了临设，即打开阀门并拉出其电源开关，而这两个阀门的 CIA 隔离信号在继电器机架上检查。

2) 关于辅助给水流量。

试验期间，为减少对反应堆冷却剂系统设备的热冲击，不允许辅助给水泵以全流量向 SG 供水，所以一旦辅助给水泵启动，立即复位调节阀的全开信号，变为可测状态。

3) 试验前 SG 水位的设置。

为了降低冷却速率，在试验前把试验中不受影响的 SG2 的水位调整到窄量程的 70%。

试验中受影响的 SG1 的水位在试验之前调整到窄量程的 44%，以防止 SG 水位下降过大，同时避免当 GCT-A 阀

门打开时，由于水位虚假膨胀而导致达到高 2 整定值。

4) 反应堆冷却剂系统。

两台主泵运行；稳压器水位、压力控制处于自动模式；稳压器卸压箱可用。

试验期间，远离稳压器卸压箱区域，防止稳压器安全阀意外动作，若安全阀在试验中打开，则对稳压器卸压箱进行喷淋冷却降压。

5) 阀门、仪表、控制通道和继电器回路通道可用。

6) 核蒸汽供应系统（NSSS）处于标准状态的热停堆状态， $T_{avg} = 290.8^{\circ}\text{C}$ ， $p = 15.4\text{MPa.g}$ 。

7) SG 二次侧：①主蒸汽隔离阀及其旁路阀关闭，疏水阀开启；②GCT-A 处于自动；③APG 系统投运，并将排污流量减至最小值；④ARE 系统取决于电厂给水的可用性，该系统的主、旁路给水管线上的电动隔离阀处于开启状态。

8) RIS 系统。

RIS 系统可用。推入低压安注泵电源开关；推入在试验期间需要操作的阀门的电源开关。

9) RCV 系统。

整个 RCV 系统可运行。一台上充泵运行，处于热备用的上充泵的润滑油泵在试验开始前要运行几分钟，并在 SI 信号触发前停止。

10) RRI/SEC 系统。

一个 RRI/SEC 系列为公用热交换器供水；一个 RRI/SEC 系列处于备用状态；另外，所有泵都可用。

11) 换料水箱（1PTR001BA）。

贮存足够的水量，要求水位高于低 2 水位。

12) 电源：①6.0kV 正常/应急母线通电；②380V 正常/应急母线通电；③所有直流母线通电；④柴油机安注带载程序和失电带载程序进行过试验，柴油机可用并处于备用状态。

13) 反应堆保护系统：①SI/CIA 信号是解锁的；②安注闭锁开关处于“正常”位置；③反应堆紧急停堆主断路器闭合；④主控室 RPR 盘上的光字牌和指示灯无任何异常信号存在，特别是与 SI 有关的信号。

14) 通风系统：①DVH 可用，处于停运状态；②DVW 常规过滤器运行；DVW003ZV 运行，001/002ZV 停运；③DVK 常规过滤器运行；④ETY 可用并在运行。

15) 安全壳 A 阶段隔离有关的阀门。

将接受安全壳 A 阶段隔离信号的阀门调整到开启位置。

16) 以下系统必须可用：①KIT、KDO；②KRG；③KSC；④KSA。

(4) 试验过程。

根据调试规程 TP RIS 60，各项试验前的条件均已准备就绪。开启 SG1 的两个大气释放阀进行卸压排放，约 9min30s 后，“SG1 蒸汽管道压力低低”信号出现，触发了 A、B 系列安注动作。

安注动作后。试验人员执行调试规程，主控室操纵员执行事故处理规程 A0（安全注入后的一般规程），先确认自动动作，5min 后进行事故诊断，由于在引发安注后立即关闭了大气释放阀，“破口”被隔离，所以进入了 I3.1 规程（在 P11 以上的安注意外投运）。I3.1 处理的主要目标是避免稳压器被灌满，主要内容：①事故诊断确认；②终止安注，停运一台高压安注泵，恢复上充、下泄，稳定一回路；③向正常工况过渡。

(5) 试验结果与分析。

1) SI 和 CIA 执行机构的动作情况。

SI/CIA 信号所触发的设备，试验中应能按要求动作。

某些设备的不一致对整个试验总体无甚影响,在对相应的缺陷处理之后重新进行个别试验,试验结果仍然是有效的。

2) 稳压器水位和压力。

试验时稳压器水位和压力降得比较低,如图 4.1-37 所示,这与安注动作的原因有关系,因为试验是模拟 SG 二次侧的破口来引发安注的,这在安注信号触发前使得一回路温度降得很快、很低。试验前应把稳压器水位抬得更高一些。如果是控制回路的误信号触发安注,情况就不相同。

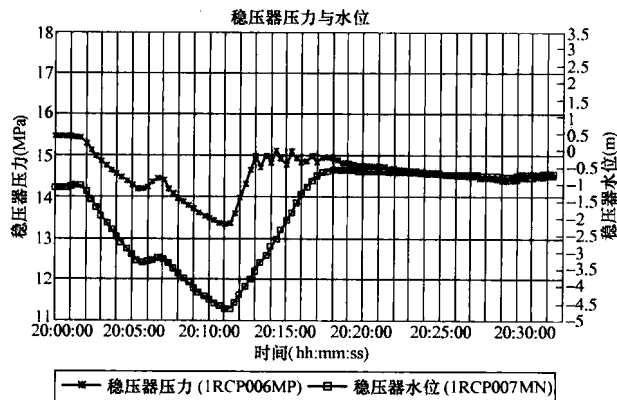


图 4.1-37 稳压器压力与水位变化曲线

在安全注入期间,稳压器压力出现波动(见图 4.1-37)的原因是:安注使压力上升的速度很快,PID 给出的输出较大,导致稳压器喷淋阀开启卸压,压力降到 14.8MPa 时被信号闭锁而关闭,如此反复,直到安注被终止。

3) 安注时向反应堆冷却剂系统注入的流量。

直接注入阶段的前 3min,高压安注泵经硼酸注入箱(BIT)向反应堆冷却剂系统(RCP)冷段注入“浓硼酸”;3min 后,旁通 BIT 的高压安注管线开通,这时两条高压安注管线向 RCP 系统冷段及压力容器同时注入。泵的流量和相应的压头取决于 RCP 系统的压力,实际安注时向 RCP 系统注入的流量在表 4.1-21 给出。

表 4.1-21 安注时向 RCP 系统注入的流量

时间 (min)	t_0	t_{0+1}	t_{0+2}	t_{0+3}	t_{0+4}	t_{0+5}
稳压器压力 1RCP013MP (MPa)	13.37	14.38	14.75	14.84	14.95	14.81
通过硼注箱的流量 1RIS001MD (m^3/h)	44.72	42.92	40.00	38.40	37.24	38.40
硼注箱旁路的流量 1RIS002MD (m^3/h)	—	—	—	53.26	47.80	46.50
1 号主泵轴封注水 1RCV021MD (m^3/h)	3.81	3.78	3.72	2.31	2.36	2.47
2 号主泵轴封注水 1RCV022MD (m^3/h)	3.64	3.63	3.55	2.14	2.20	2.31
高压安注总流量 Q (m^3/h)	52.17	50.33	47.27	96.11	89.6	89.68

注 t_0 为安注发生的时刻,相应的流量数据取稳定值。

高压安注总流量

$$Q = \text{RIS001MD} + \text{RIS002MD} + \text{RCV021MD} + \text{RCV022MD}$$

4) 主泵轴封注水流量。

主泵轴封注水流量在安注前随着主回路的降温降压而增加,在安注动作时,由于硼注箱所在安注管线的开通与低压安注泵的增压作用,这一反一正的效应使注水流量先向下波动然后再上升。后来随着安注进行,一回路压力上升以及安注 3min 后硼注箱旁路管线的投运使轴封注水流量下降,见图 4.1-38。

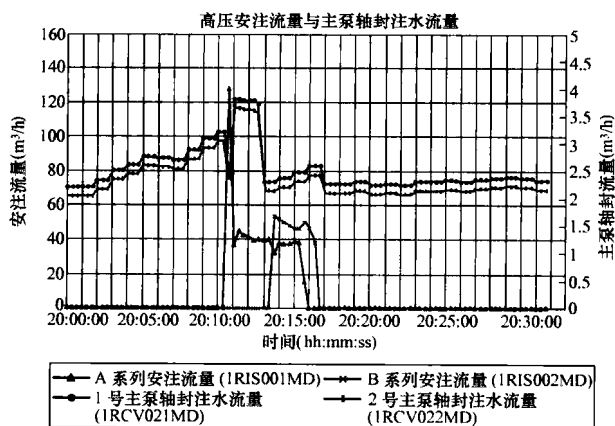


图 4.1-38 安注流量与主泵轴封注水流量变化曲线

5) 蒸汽发生器水位。

从图 4.1-39 和图 4.1-40 可以看出 SG 窄量程水位计给出的水位膨胀效应,即在打开 GCT-A 阀门时水位突然上升,然后才开始下降,在关闭 GCT-A 时情况相反,而宽量程水位计由于测的是整个 SG 的水装量,所以没有这个效应,它的指示随着 SG 的排放而逐渐下降。

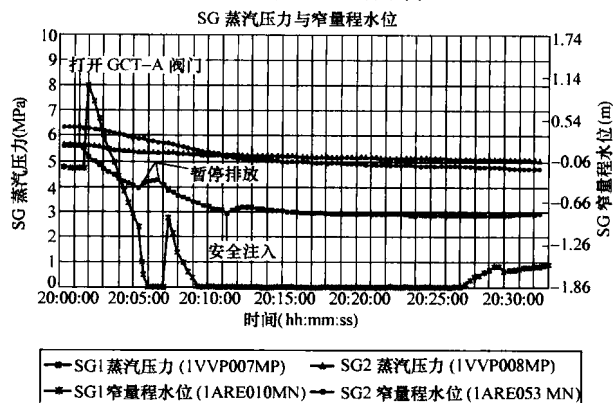


图 4.1-39 SG 蒸汽压力与窄量程水位变化曲线

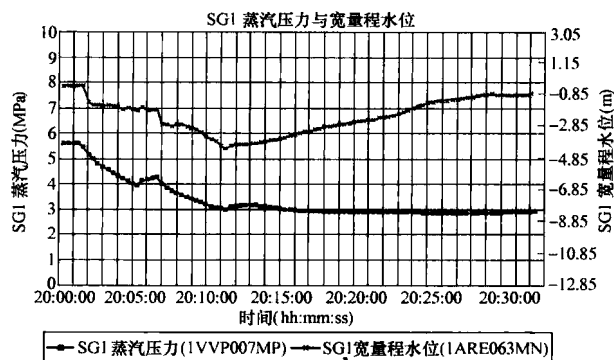


图 4.1-40 SG1 (受影响的) 压力与宽量程水位变化曲线

受影响的 SG1 在全开 GCT-A 后,立即出现高高水位(达到 1.55m),为避免该现象,应在开始时缓慢打开阀门以减轻水位膨胀效应。

6) 关于反应堆冷却剂系统温度。

由于试验所采用的方案,使 RCP 系统温度降得很低,所以 RCP 系统测温旁路温度计无法测量,采用了环路温度计,从图 4.1-41 和图 4.1-42 可以看出,卸压排放期间,受影响环路的温差明显加大,而未受影响的冷热段温差则无此现象。

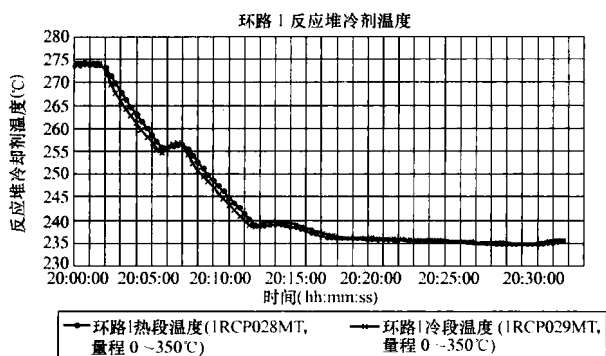


图 4.1-41 环路 1 (受影响的)
反应堆冷却剂温度变化曲线

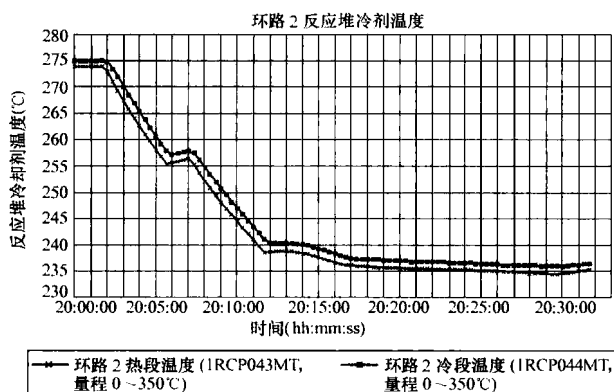


图 4.1-42 环路 2 (未受影响的)
反应堆冷却剂温度变化曲线

5.2 一回路水压试验

核电厂动力装置是由反应堆、一回路、二回路三个主要部分组成。

反应堆是实现核燃料可控裂变链式反应的装置，把核能转变为热能。

一回路系统是利用核能产生的装置，一回路主系统用高压含硼水作为载热剂，运行时主载热剂由主冷却剂泵驱动，流经堆芯，在堆芯吸收核燃料裂变能，温度升高，流到堆外进入蒸汽发生器，把热量传给二回路系统蒸汽发生器壳侧的给水，使给水汽化，然后又被主冷却剂泵送回堆芯，周而复始。

二回路是将蒸汽的热能转化为电能的装置，二回路蒸汽发生器壳侧的给水，在蒸汽发生器内吸收一回路载热剂传给的热量，形成饱和蒸汽，推动汽轮机，汽轮机带动发电机。做功后的乏汽全部排入主冷凝器，经海水循环冷却，变成凝结水，然后由凝结水泵泵送，先后流经低压加热器，进入除氧器加热除氧，最后由给水泵泵送流经高压加热器后又重新回到蒸汽发生器。

主系统的主要功能是：

1) 该系统具有足够的传热能力，在反应堆处于功率运行或热态工况、停堆冷却的第一阶段，能把反应堆热量带出，通过蒸发器传给二回路。在停堆冷却后期，能把反应堆衰变余热传给停堆冷却系统。

2) 系统以高压含硼无离子水作为载热剂，兼作活性区的中子慢化剂、反射层以及作为补偿反应性用的化学溶剂。

3) 系统的承压边界是用来保持和包容处在运行温度和压力条件下的载热剂，防止并限制带有放射性的物质泄漏到安全壳环境中。

4) 在功率运行和正常瞬态运行，包括由强迫循环转为自然循环时，在反应堆控制和保护系统作用下，保证燃料元件不发生烧毁。

每条环路装一台主泵，一台蒸发器，环路 I 还装有一台稳压器，外设一台卸压箱以及为系统的运行控制和超压保护用的阀门、仪表和相应的接管。

稳压器由稳压器筒体、稳压器卸压阀、安全阀、比例喷雾阀、比例电加热器和备用电加热器等主要设备所组成。系统的工作压力通过备用加热、比例加热、比例喷淋的投入、切除以及投入量的不同进行调节和维持，系统的超压保护通过稳压器卸压阀和安全阀动作来实现。稳压器内的蒸发量靠电加热器的投入来增加，由喷淋喷出过冷水凝结蒸汽而减少，通过蒸发和凝结的作用，使稳压器内的汽压升高和降低，以保证系统工作压力稳定。

一回路主系统 1 级部件压力试验的要求适用于一回路主系统的全部承压部件，这些承压部件所包容的流体直接接受核燃料所释放的能量，且这些部件不能够与反应堆压力容器（其中有核燃料）安全地隔离。

调试期间的初始水压试验遵循《压水堆核岛机械设备设计和建造规则（RCC-M）》（1993 年版）第 I 卷 B 篇规范的要求。大修期间的重复水压试验主要遵循《压水堆核电厂核岛机械设备在役检查规则（RSEM）》（1990 年 7 月版）B 卷规范的要求，或 ASME 相应的规范要求，按照 RSEM 规范 B2000 条款规定。主回路系统的初始水压试验（或称首次水压试验），按照制造规则应在制造和安装完成后和装料之前进行，由调试单位组织实施。以后的水压试验，也叫“重复试验”，应由营运单位负责进行。

5.2.1 水压试验的目的

水压试验的主要目的是：在水实体的工况下，以高于主系统设计压力的试验压力（首次水压试验的试验压力是设计压力的 1.33 倍，即 22.8MPa.g；重复试验是 1.2 倍，即 20.6MPa）对反应堆冷却剂系统和有关辅助系统的高压部分进行强度性水压试验，以检查主系统的设备、管道的密封和焊接质量，验证其承压运行时的密封性和安全性，确保从本次试验结束到下次试验实施之前的这段时间里反应堆一回路系统在正常运行和设计基准事故工况下是安全的，并满足核安全法规。

5.2.2 验收准则

水压试验的验收准则是：在设计压力时，确认内侧 O 形环无泄漏，确认泵、阀门、管道、焊缝、法兰面、人孔、手孔盖板及其他连接处无渗漏。在最高试验压力时，确认焊缝无渗漏，各种密封面的连接处无异常。

由于密封装置在水压试验时所处的条件与其在正常运行所处的状态不一样，因此其轻微泄漏不妨碍试验结果，密封装置（或隔离装置）的轻微泄漏不损害水压试验的有效性。

对于初始水压试验，RCC-M B5150 规定，“在要求测量变形时，从试验压力零点起，在各个中间压力保持阶段和在达到试验压力后又回到零点所测得的部件总变形量应该符合规定值”，这一条规则是针对每台部件安装以前，在装配了必需的盲板和堵塞以后，应进行单独的水压试验，一般情况下，该项试验安排在制造车间进行。本文的水压试验指最终试验，只有在每台设备建造完成

(包括表面修整和处理、作标记、清洗等)之后方可送交做水压试验。

对于重复试验, RSEM B2140 要求“试验过程中评价泄漏的方法以及可接受的限值, 均应在试验程序中作出规定”, 具体限值是要求在 15.4MPa 下总泄漏率小于 230l/h。

5.2.3 技术原理

水压试验时主系统内为水实体, 升压是根据介质输入原理, 即注入试验压力边界内的流体多于排出的流体, 系统的压力就会升高; 到一定压力平台时压力通过流体动态平衡来维持, 即注入流量等于排出流量。超压保护由系统在线的安全阀和临时设置的超压保护装置来实现。

5.2.4 试验周期

根据 RSEM 规范要求, 水压试验周期定义如下: 主回路系统的初始水压试验, 按照制造规则应在制造、安装完成后和装料之前进行。以后的水压试验, 也叫“重复试验”, 应由营运单位负责进行。初始日期 D_0 指初始装料结束的日期, 初始水压试验应在制造和安装完成后和 D_0 之前进行, 第一次重复试验应在 D_0 之后 30 个月以内进行, 以后相邻两次重复试验之间的时间间隔不应超过 10 年, 见表 4.1-22。

表 4.1-22 水压试验计划 (或周期)

日 期	水压试验
D_0	初始试验
$D_1 = D_0 + 30 \text{ 个月}^{\text{①}}$	重复试验 1
$D_2 = D_1 + 10 \text{ 年}^{\text{②}}$	重复试验 2
\vdots	\vdots
$D_n = D_{n-1} + 10 \text{ 年}^{\text{②}}$	重复试验 N

注 D_0 = 第一次装料完成的日期。

① 第一次重复试验至少应在 D_0 以后 30 个月以内进行。

② 两次重复试验之间的时间间隔不得超过 10 年。

5.2.5 压力与温度的要求

(1) 水压试验压力。

RCC-M 的 B5120 规定: “由安装好及就位在规定位置的全部部件组成的一回路主系统的试验压力, 至少应等于一回路主系统任何给定部件的最高设计压力的 1.25 倍”。另外在 RCC-M 的 B5112 有附加说明: “系统水压试验时, 只有当试验压力至少达到一回路系统任何部件最高压力的 1.33 倍, 才允许进行辅助管道水压试验。”当高压安注管道和一些与主系统相连的疏排水管道无法进行单体试压时, 可安排在主系统水压试验时一起进行压力试验, 所以, 初始水压试验的压力确定为设计压力的 1.33 倍, 反应堆压力容器的设计压力为 17.13MPa.g (表压), 因此试验压力为 22.8MPa.g。

重复试验压力值由 RSEM 规范确定。RSEM 规范规定, 试验压力应至少等于压力容器设计压力的 1.2 倍, 并应等于构成主回路系统的承压部件的最大设计压力, 所以重复水压试验的压力为 20.6MPa.g。

RCC-M 的 B5140 规定, “在温度稳定以后, 无特殊要求时, 容量大于 1m^3 的部件以低于 10bar/min (即 1MPa/min) 的速度升压。”实际水压试验时限制最大升、降压速率为 0.4MPa/min。

(2) 水压试验温度。

对于初始水压试验, RCC-M 的 B5140 规定, “试验用水

的温度应与部件材料的力学性能相匹配。对于铁素体钢制造的部件, 水压试验过程中的温度不应低于部件的最高韧—脆转变温度 (RT_{NDT}) 再加上 30°C 。”秦山二期寿期初压力容器韧脆转变温度为 -10°C , 所以水压试验期间主系统温度不得低于 20°C 。这里要注意反应堆冷却剂温度与主系统部件温度的区别。

对于重复水压试验, RSEM 的 B2140 规定, “试验温度应取下列值中的最大值: ①初始试验的规定温度; ②反应堆压力容器的 $RT_{NDT} + 30^\circ\text{C}$ 。”。第二条规定与 RCC-M 的一致。

考虑一定的裕度, 而且停运主泵后主系统存在散热降温问题, 另外试验过程中主泵轴封注水的温度较主系统温度低, 确定初始试验的温度下限值为 35°C 。试验过程中为防止回路温度过高造成检查人员烫伤, 还需适当控制温度上限。

综合以上因素, 秦山二期水压试验实际温度控制如下:

- 1) 初始水压试验: $35^\circ\text{C} < \text{试验温度} < 65^\circ\text{C}$ 。
- 2) 第一次重复试验: $35^\circ\text{C} < \text{试验温度} < 80^\circ\text{C}$ 。

5.2.6 水压试验压力边界

(1) 根据 RCC-M 和 RSEM 对一回路主系统 1 级部件压力试验的要求、调试导则和技术规范的要求, 确定一回路水压试验边界 (也即试验回路的构成) 如下:

- 1) 反应堆压力容器及其顶盖。
- 2) 热电偶套管的导向管 (耐压管)。
- 3) 控制棒驱动机构的套管。
- 4) 反应堆冷却剂系统 (RCP) 主管道, 即 1、2 回路的冷段、过渡段和热段。
- 5) 蒸汽发生器 (SG) 的一次侧。
- 6) 承压情况下主泵的泵壳。
- 7) 稳压器及其波动管线。
- 8) 稳压器安全阀管线。
- 9) 内径大于 25mm 的辅助管道及相关的阀门和附件; RCP 回路的旁通管线、PZR (稳压器) 的喷淋管线、连接 RCP 到辅助系统直到第二个隔离装置的管线。

(2) 为了满足试验时边界内的设备均能处于试验压力下及操作需要需扩大承压边界至下列管线:

- 1) 主泵一号轴封的注入管线。
- 2) 化学容积控制系统 (RCV) 过剩下泄管线。
- 3) 安全注入系统 (RIS) 止回阀的试验管线 (为了给与一回路相连的 RIS 系统的第二道止回阀引压及用于超压保护)。
- 4) RCV 再生式热交换器 (RCV001EX) 的管侧 (为了给与一回路相连的上充管线及辅助喷淋管线的第二道止回阀引压)。

对于初始水压试验, 压力边界范围更大, 由于 RCV、RIS 和 RPE (疏排水系统) 与一回路主系统直接相连的管道在安装后无法进行单独的打压试验 (打压边界靠 RCP 侧是止回阀), 所以这部分管道安排在主系统水压试验时一起试压。

根据以上规定, 绘制一回路水压试验压力边界图, 图 4.1-43 给出水压试验的压力边界图。

主系统水压试验压力边界不仅包括主系统, 还涉及许多与其相关的辅助系统, 必须认真确定水压试验试压边界, 既要保证所有必须试压的设备参与打压, 防止遗漏, 还要避免边界的扩大 (特别是一些设计压力未达到 17.1MPa 的设备和管道), 防止损坏设备、危及人身安全。

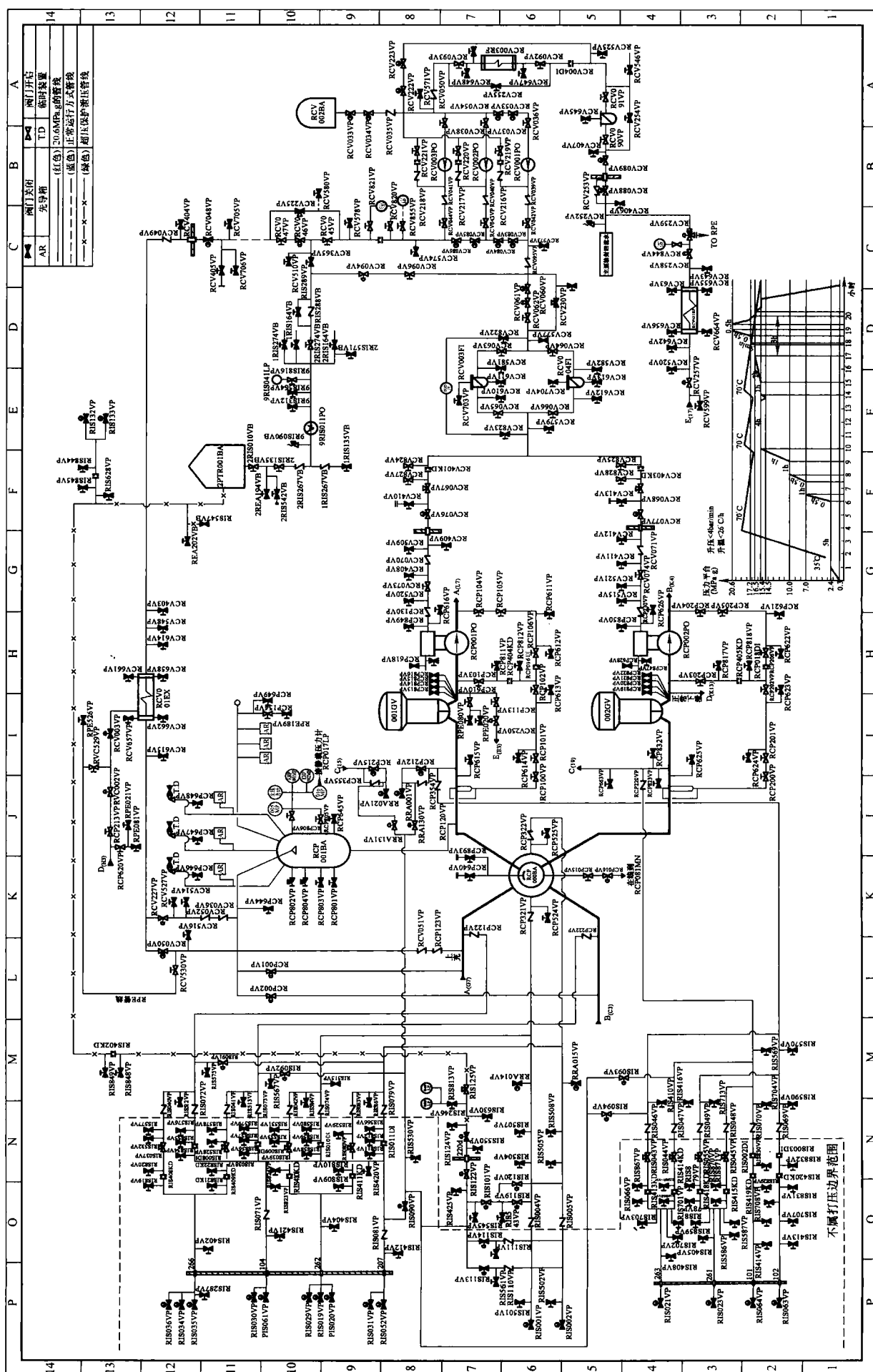


图 4.1-43 机组水压试验压力边界图

对于所有与主系统相连的安注管线（直到安全壳外电动隔离阀）、中压安注系统至安注箱出口电动隔离阀以及上充管线与稳压器辅助喷淋管线，它们与 RCP 的连接方式一般为两道止回阀和一道电动隔离阀，在主系统升压时如果从主系统起第一道止回阀是严密的，那压力就不能传递到第一、二道止回阀之间，电动隔离阀与第二道止回阀之间也存在同样问题，所以必须采取引压措施，将压力引至这些阀门之间。引压方式有两种：第一种是采用系统现有的管线，即试验管线，第二种是采用 RPE 管线或临时管线。

5.2.7 临时设施

作为调试和大修活动中的一个重要专项，水压试验很大程度上偏离正常的运行工况，为保证试验的顺利进行，必须增设很多临时设施。如果这些临设没有准备好或没有很好地准备，就有可能影响水压试验的进行。调试时首次水压试验的临时设施参见表 4.1-23，大修时的重复试验临时设施参见表 4.1-24。

表 4.1-23 初始水压试验临时设施

序号	临设名称	安装负责单位	备注（方案、 物品准备）
1	堆芯过滤器	安装公司	厂家自带
2	堆芯过滤器差压计	安装公司	公司
3	控制棒驱动机构过滤器	安装公司	厂家自带
4	安全阀、先导箱模拟体	安装公司	厂家自带
5	测温旁路堵头	安装公司	厂家自带
6	堆芯温度测量热电偶堵头	安装公司	厂家自带
7	堆芯通量测量模拟指套管	安装公司	厂家自带
8	超压保护装置	联营公司	公司
9	主压力计	安装公司	公司
10	止回阀旁通管	安装公司	公司准备方案
11	36 支酒精温度计	联营公司	公司
12	临时加热装置	安装公司	碘钨灯（4+4+8=16 盏）， 联营公司

5.2.7.1 重要部件表面温度测量

主系统重要部件的金属温度通过反应堆冷却剂的水温来保证，由贴在部件表面的温度计监视。

表 4.1-24 重复水压试验临时设施

序号	临设名称	安装负责单位	备 注
1	6 个（+1 个备用） 温度探头	仪控队	用于监测主系统重要金属温度，通过 KME 引到主控室专用记录仪
2	KDO/KIT 临时接入信号	仪控队	用于泄漏率计算和一回 路压力监视
3	主控室临时记录仪	仪控队	用于记录主系统压力
4	PZR 安全阀临设	机械队	装卡子
5	超压保护装置	仪控队	
6	标准主压力计	仪控队	刻度 0 ~ 40MPa，精 度 0.2%
7	试验临时通信设施	通信队	使用临时有线电话
8	声发射监测装置	技术处	
9	SG 管束泄漏率测量装置	机械队	切开 APG 的疏排管后 接临时管、量杯、收集桶

(1) 首次水压试验用了 36 支酒精温度计，贴在以下部件的表面，试验时每隔 2h 现场抄表一次：

- 1) SG 筒体管板高度的外壁。
- 2) 控制棒驱动机构耐压壳外壁。
- 3) 上充管线再生热交换器出口管道。
- 4) 主泵一号轴封入口和出口。
- 5) RCP 环路冷段、热段、过渡段主管道。
- 6) 压力容器进口、出口接管。
- 7) 稳压器顶部、底部和波动管。

(2) 重复试验时使用一台记录仪和 6 个温度探头（刻度 0 至 100℃，电阻式表面温度探头，全部需要最新的标定证书），探头贴放在以下各点（必要时各点温度探头须有备用）：

- 1) 压力容器顶盖的法兰面上（1 个）。
- 2) 压力容器的法兰面上（1 个）。
- 3) 压力容器下封头的外壁上（1 个，至少有一个备用）。
- 4) 稳压器下封头的外壁上（1 个）。
- 5) 每个 SG 的筒体管板高度的外壁处（2 个）。

5.2.7.2 压力测量仪表与超压保护装置

(1) 压力测量仪表。

稳压器上各压力表的安装位置见图 4.1-44。

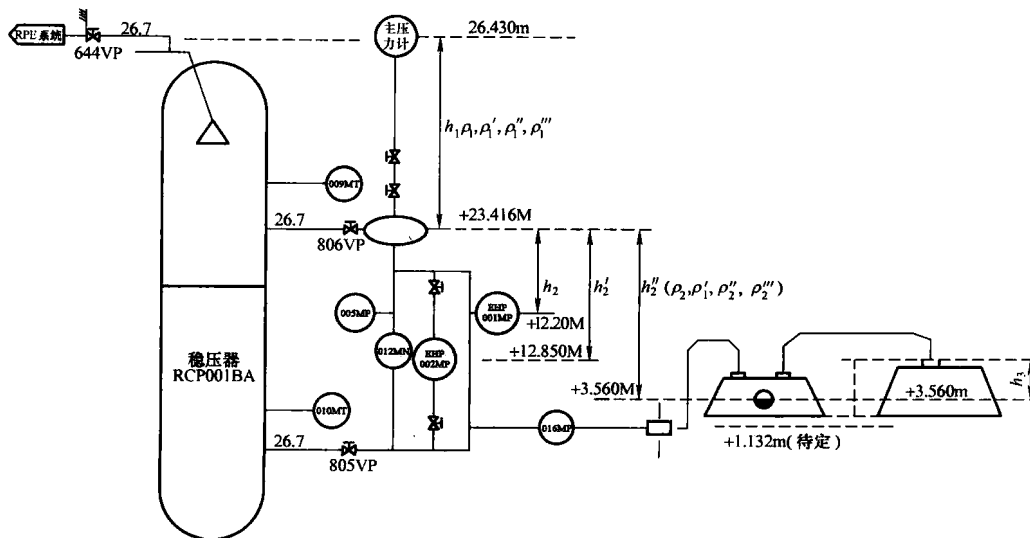


图 4.1-44 水压试验压力仪表安装位置图

用于水压试验期间主系统压力监测的仪表有:

1) 主压力计: 一个带最新标定证书的标准压力表(刻度 0~40MPa, 精度 0.2), 现场读数, 水压试验的压力值以此表为准, 安装在 RCP 011MN 的冷凝罐的排气管线上, 即试压系统最高点位置。

2) 试验压力变送器 EHP001MP: 量程 0~25MPa, 安装在 RCP 014MP 位置(先拆去 RCP 014MP), 信号接至主控室记录仪和 KIT/KDO(集中数据处理系统/试验数据采集系统)。

3) 试验压力变送器 EHP002MP: 量程 15~25MPa, 安装在 RCP011MN 的正压控接管上, 信号接至主控室记录仪和 KIT/KDO。

4) 系统在线压力表 RCP005MP: 量程 11~18MPa。

5) 静载压力试验仪表(DPT) RCP017LP 和 RCP016MP;

RCP017LP 量程为 0.1~20MPa, RCP016MP 为 -0.05~+0.05MPa(测量值与 DPT 加载的标准压力值比较后输出信号)。

6) 系统在线压力表 RCP037/039MP: 量程 0~20MPa。

(2) 超压保护装置。

超压保护装置的功能是在水压试验期间监测 RCP 系统压力, 对 RCP 系统进行超压保护。主要由压力监测仪表、压力测量仪表、压力信号处理部分和控制逻辑部分组成, 所有的压力信号处理集中在一个 SPEC200 组件箱里。该装置的输入信号、逻辑处理及输出信号参见图 4.1-45(该控制逻辑图用于重复试验)。由图 4.1-45 可看出, 超压保护装置发出模拟信号到主控室, 发出声光报警信号, 发出执行机构动作信号, 压力定值从低到高触发的逻辑信号是声光报警、停运水压试验泵和开启超压保护阀门 RIS124VP。

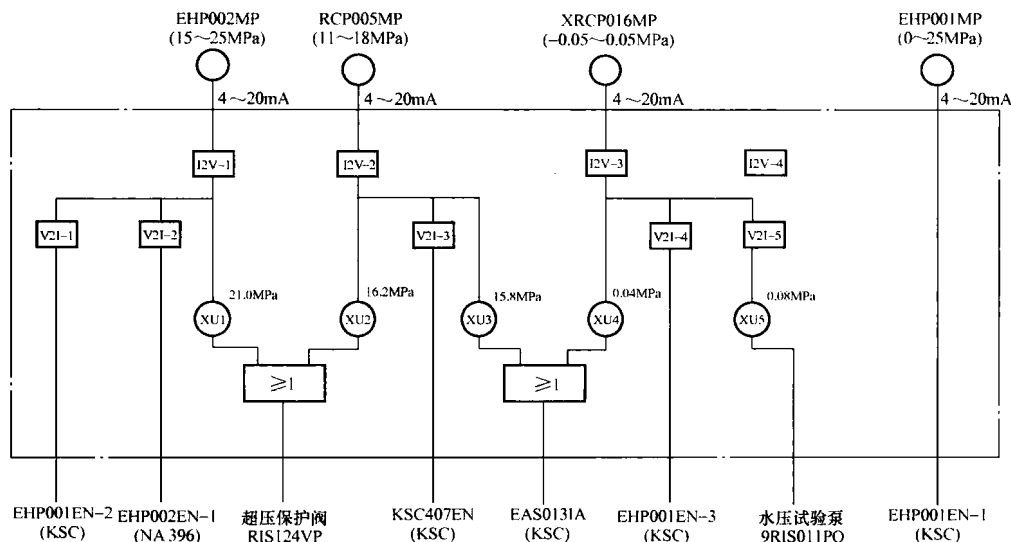


图 4.1-45 重复试验超压保护逻辑图

超压保护装置的保护定值在不同的压力平台要进行调整, 初始水压试验与重复试验有所不同。

5.2.8 水压试验有关的规程介绍

初始试验是在电厂的调试阶段进行的, 所用的规程属于调试文件体系, 而重复试验所用的规程则属于电厂正常生产的文件体系。

用于初始试验的有:

1) 调试管理程序 CMM-601: 主系统水压试验组织机构和职责。

2) 调试规程 TP ENS 21: 反应堆冷却剂系统冷态水压试验。

3) 调试规程 TP RCP 15: 主回路泄漏测量。

用于重复试验的有:

1) IP/TST/035: 大修一回路水压试验管理规定。

2) TS/ISI/150: 机组大修一回路水压试验。

3) TS/ISI/150-F001: 机组大修一回路水压试验压力边界图。

4) TS/ISI/016: 一回路水压试验泄漏率计算。

5) TS/ISI/017 一回路水压试验超压保护装置功能试验。

6) 大修运行规程 D27C: 一回路水压试验。

在役检查、仪控、机械、服务(拆装保温)也有水压试验专项的规程。

5.2.9 实施过程与主要结果

初始水压试验安排在调试的 II.1 阶段, 即在阶段 I 规定的各分系统的独立试验完成之后进行, 这是水压试验的先决条件。重复试验一般安排在大修堆芯卸料后的低水位检修工作结束之后进行。

5.2.9.1 试验前准备

(1) 规程有效性检查。

检查试验相关规范有无升版、是否需要升版, 根据规范要求确定试验方案。

(2) 试验边界的重新确定。

因技术改造等原因, 十年后一回路压力边界内设备可能发生变化, 因此必须重新确定试验边界, 升版水压试验边界图。

(3) 各专业人员的分工。

一回路水压试验是一个综合性的大试验, 涉及的专业多, 持续时间长, 试验前需要确定试验组织机构, 根据试验内容要求, 明确各专业的职责分工, 人员配备, 规程升版。

试验执行《一回路水压试验关键点控制计划》, 各专业负责人及时将完成的工作汇报给试验负责人(或值班工程师)并签字, 由试验负责人(或值班工程师)根据各压力平台试验执行情况决定是否转向下一压力平台。实践证明, 关键点控制计划, 能有效地控制试验安全与进度。

(4) 试验温度的确定。

根据母材样品辐照结果确定脆性转变温度 RT_{NDT} 。

(5) 试验所涉及的重要设备检修。

以下阀门在试验前做重点检查: RIS124VP (安全注入系统气动阀, 要求能正常打开和关闭, 关闭时能关严); 稳压器压力表根阀 RCP805/806VP; RCV061/258VP 和 RCV013/046VP (化容系统气动调节阀, 要求能正常调节); RCV003VP (化容系统气动阀, 要求能关严); RRA001/021VP (余热排出系统电动阀, 要求能关严); 清理边界范围内阀门、仪表缺陷处理情况等。

(6) 试验有关的仪表。

包括仪表的校验、安装、调试。

(7) 现场检查与熟悉设备、仪表。

役检人员和常规检查人员提前对所负责的检查内容进行熟悉, 提前到现场熟悉, 还有超压保护装置和仪表隔离人员同样需提前到现场进行熟悉及操作配合培训。

(8) 通信设备。

落实电话的安装与调试, 试验负责人需到现场确认其可用性。

(9) 保温材料编号、拆卸。

役检人员确定检查范围后, 提交图纸或设备清单给维修服务人员开展准备工作, 包括保温层拆下后现场放置方案、有关设备的临时标牌制作、工器具配备等。

5.2.9.2 水压试验主要步骤

试验操作细则在规程中有很详细的描述, 下面仅列出主要的步骤:

1) 主系统充水排气, 升压到 2.7MPa, 同时进行试验边界状态设置。对于重复试验, 第一阶段仪表隔离在此阶段穿插进行。

2) 2.7MPa 平台, 超压保护装置功能试验; 启动主泵加热到试验温度; 一回路泄漏率计算; 隔离 RRA。

3) 7.0MPa 平台, 堆芯仪表系统 RIC 密封性检查。

4) 10.0MPa 平台, 现场泄漏检查及 RIC 密封性检查。

5) 15.4MPa 平台, 一回路泄漏率计算 (NNSA 代表到场); 投过剩下泄, 隔离上充下泄。

6) 16.5MPa 平台, 仪表隔离; 投运水压试验泵。

7) 17.2MPa 平台, 完成边界内所有仪表隔离, 投运声

发射装置。

8) 20.6MPa (首次是 22.8MPa) 平台, 保压十分钟后进行一回路目视检查, 声发射监测。

9) 降压到 17.2MPa 平台, 投运隔离的仪表, 停运声发射装置。

10) 16.5MPa 平台, 停运水压试验泵。

11) 15.4MPa 平台, 投运上充下泄, 隔离过剩下泄, 一回路焊缝目视检查。

12) 降压到 2.7MPa, 投运余热排出系统 RRA, 启动主泵进行冷却。

13) 其他试验设施及保温材料的恢复。

5.2.9.3 实际的压力/温度曲线

升压方式: 第一阶段, 主系统压力 0~2.8MPa, 余热排出系统运行, 上充流量和轴封注入水流量调至适当值, 下泄背压控制阀 RCV 013VP 为自动控制主系统压力的运行方式, 然后通过调整压力定值来控制主系统升压。第二阶段, 主系统压力 2.8~16.5MPa, 余热排出系统退出运行, 下泄背压控制阀 RCV 013VP 转为自动控制正常下泄孔板后压力的运行方式, 轴封注入水流量调至适当值, 在这个阶段通过手动调节上充流量来控制系统升压, 升压到 16.5MPa 时投运过剩下泄, 启动水压试验泵, 隔离上充下泄。第三阶段, 主系统压力高于 17.2MPa, 保持一定的流量通过轴封注入管线将水注入主系统, 此时的压力控制是通过过剩下泄的调节阀来实现的。重复水压试验压力/温度曲线见图 4.1-46。

图 4.1-47 给出重复水压试验的压力与温度曲线。从主系统充水排气后开始到水压试验后降压到大气压为止, 从 1 号主泵的运行情况看, 中间有三次短时间运行, 第一次和第二次用于 15.4MPa 下泄漏率计算, 第三次是在主系统约为 10MPa 时启动的, 目的是均匀主系统内的水温, 防止在 2.7MPa 时启动主泵由于 SG 反向冷却而使主系统压力骤降损坏主泵。

5.2.9.4 主系统压力控制与超压保护措施

(1) 压力控制。

余热系统投运情况下, 通过上充管线及主泵轴封注水管线向一回路注水, 由化容下泄调节阀 RCV013VP 自动控制一回路压力。

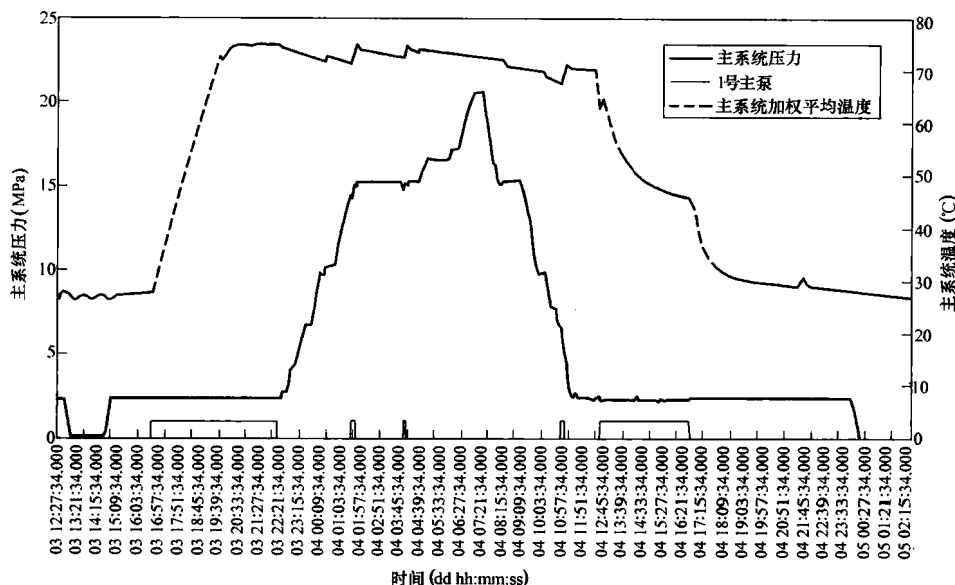


图 4.1-46 重复水压试验压力/温度曲线

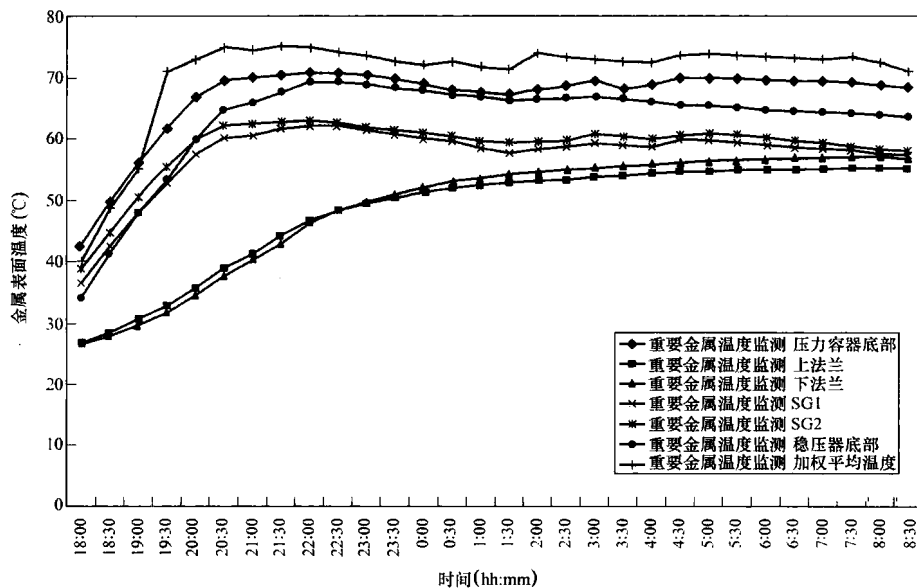


图 4.1-47 二号机第一次重复水压主系统重要构件金属温度曲线

1) 余排系统隔离后至 15.4MPa, 通过上充、主泵轴封注水及正常下泄控制一回路压力或者通过主泵轴封注水及过剩下泄控制一回路压力。

2) 15.4MPa 至试验最高压力, 通过主泵轴封注水及过剩下泄控制一回路压力。

(2) 超压保护措施。

1) 在 3.0 MPa 压力以下, 余排系统处于投运状态, 主系统超压保护通过余排系统的 SEBIM 安全阀来保证。

2) 在 3.0 MPa 和 15.4MPa 之间, 超压保护是由 RIS 的试验管线构成的 (RIS 124 VP 由 RCP 005 MP 控制, 开启定值 16.2MPa)。

3) 在 15.4MPa 和最高试验压力之间, 超压保护由超压保护装置和相应的执行机构来实现 (试验压力 + 0.08MPa 时自动停运水压试验泵, 试验压力 + 0.4MPa 时开启 RIS124VP)。

5.2.9.5 主系统重要构件金属温度

图 4.1-47 给出水压试验的主系统重要构件金属表面温度曲线, 图中的 X 轴的起始时刻是 2005 年 6 月 03 日 18:00。主系统停止加热在 22:14, 此时所有重要金属温度值均已大大高于第一次重复试验规定的下限值 35℃, 而且已基本稳定, 升温最慢的是压力容器法兰面 (48.4℃), 主系统压力 17.2MPa 后金属温度均保持在 56℃ 以上。从图 4.1-47 看出升温速率从快到慢且温度值从高到低的次序是压力容器底部、稳压器底部、SG 管板位置、压力容器法兰面。

5.2.10 初始水压试验与重复水压试验的不同点

初始一回路冷态水压试验是在工程建设期间进行的, 大修时重复冷态水压试验是在机组运行时期进行的, 二者有着很大的区别, 如使用的流体不同 (首次试验是干净的 SED 除盐水, 重复试验是用带放射性的 2100ppm 的硼水), 管道保温层 (首次试验管道上还未安装保温层) 等。

(1) 试验压力边界范围与最高压力值。

因为 RIS 系统安全壳内与一回路通过几道止回阀相连, 调试时无法对此部分单独进行打压试验, 所以将 RIS 系统壳内部分打压试验与一回路水压试验一起做。因此, 一回路首次水压试验边界扩大到高压安注、低压安注的安全壳外隔离阀及中压安注箱出口隔离阀, 并且需对部分安注管线加装引压管线进行引压。根据 RCC-M 规范, 系统水压试验时, 只

有当试验压力至少达到一回路系统任何部件最高压力的 1.33 倍, 才允许进行辅助管道水压试验, 所以首次水压试验最高压力为 22.8MPa, 而重复试验根据 RSEM 规范, 试验压力为设计压力的 1.2 倍, 即 20.6MPa。

(2) 安全阀与中子通量测量指套管模拟体。

重复水压试验把稳压器安全阀、中子通量测量指套管纳入打压范围, 而首次水压试验时安全阀是用模拟体代替的, 中子通量指套管也是用模拟指套管代替的。若重复试验仍装安全阀模拟体, 则必须将安全阀组拆下, 去污后运到试验室对其单独进行打压试验。

(3) 仪表隔离。

重复水压试验范围相对于首次水压试验的范围小, 高压安注系统壳外电动隔离阀与壳内第一道止回阀的管线均不参与打压, 所以安注的许多仪表 (主要是就地的差压流量计) 安排在主系统充水排气后就实施隔离。

(4) 堆芯压差过滤器。

一回路首次水压试验堆芯内安装堆芯压差过滤器, 过滤主系统内的杂物, 同时增加一回路阻力, 防止主泵超流量。而在重复试验时, 堆芯内不装堆芯压差过滤器, 因堆芯剂量大, 堆芯压差过滤器安装困难, 同时受堆芯辐照污染后不好处理, 但应根据燃料组件段差压估算主泵流量。

(5) 保温层。

首次水压试验时, 一回路尚未安装保温层, 而重复水压试验时保温层已全部安装, 为了对管道设备焊缝进行检查, 必须将相关的保温层拆除。因拆卸的保温层数量较多, 必须事先对保温盒、阀门等进行编号和挂临时标牌, 确定存放位置, 避免回装错误。

(6) 主系统重要设备加热装置。

首次水压试验为了避免主泵蜗壳和压力容器法兰等处温度过低, 用碘钨灯加热这些设备的表面。重复水压试验未使用碘钨灯。

(7) 测温旁路温度探头。

首次水压试验时, 一回路测温旁路未装测温探头, 用丝堵进行封堵。在重复水压试验时, 测温旁路温度探头一起进行打压, 不进行拆卸。因为一回路测温旁路中的快速响应温度计在出厂时曾经做过试验, 20℃ ± 10℃ 的条件下打压 26.0MPa, 保压 60min。重复试验最高压力 20.6MPa, 在出

厂验收压力测试的范围之内，故水压试验不拆除快响应温度计。（快响应温度计的安装方式采用卡套式连接，多次拆装对密封面有影响，另外容易造成连接螺纹的损坏，如果连接螺纹损坏则需要动焊更换安装接头）。

在试验的前后需要对比以上温度计的读数并确认没有较大的差异，否则要到现场进行检查温度计是否在打压中损坏。

（8）放射性。

重复水压试验与首次水压试验相比，回路具有放射性是一重要特点。因此各项操作一定要注意操作点的剂量分布与变化，需安排辐射防护人员编制专门的辐射防护行动卡。

（9）辐照导致构件韧脆转变温度升高。

压力容器材料韧脆转变温度会随着堆芯辐照的增加而上升，因此在每次重复水压试验前均要确定压力容器材料韧脆转变温度，以便确定试验温度。

（10）试验组织机构。

首次主系统冷态水压试验时，涉及的单位众多，有安装公司、设计院、业主、监理公司、设备供货商等，所以必须

用程序方式建立主系统水压试验组织机构并明确其职责，指挥组为最高指挥，下设质量保证组、安全管理组、运行组、试验组、设备组、检查组、维修组和服务组，构成如图4.1-48。大修时水压试验是按照机组投入商运行后的生产部门组织体系设置的，成立了专项组，按项目制管理，由专项试验负责人负责，设立专项监督层，下面设置由各专业处室人员组成的专业组，典型的重复水压试验组织机构参见图4.1-49。组织机构的职责分别在管理程序 CMM-601 和 IP/TST/035 规定。

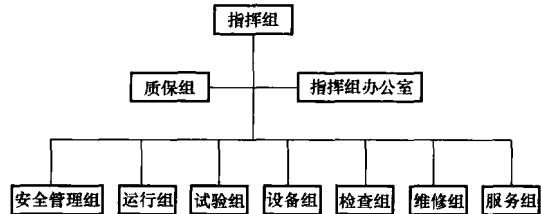


图 4.1-48 首次主系统水压试验组织机构

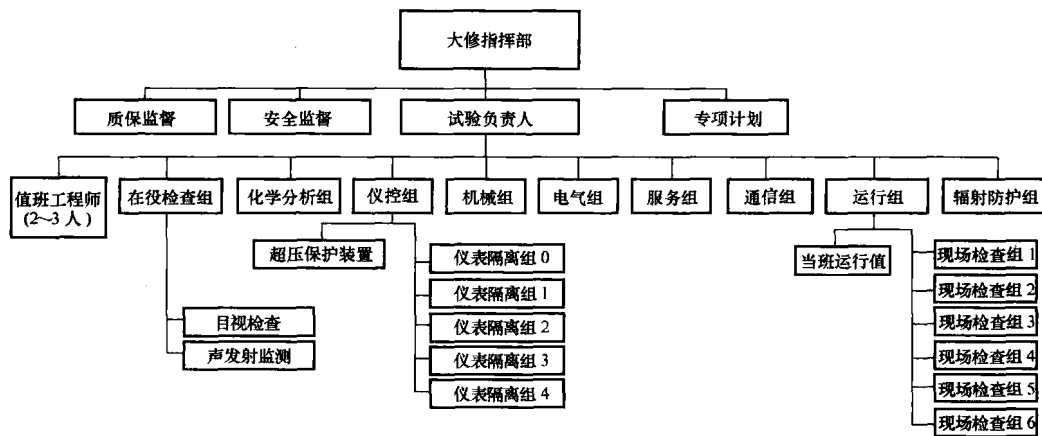


图 4.1-49 重复水压试验典型的组织机构

5.2.11 风险、注意事项与实践经验

（1）高压下破裂或意外卸压。

水压试验时，一回路处于水实体低温高压下，SG 一、二次侧压差超过设计值 11MPa，存在局部破裂的可能性，因此，一方面要确保试验边界内各点温度一直满足试验温度要求；另一方面，要尽可能缩短一回路处于高压下的时间。可以从以下几方面缩短时间：

缩短现场检查与操作时间：现场检查人员与操作人员，提前对现场进行充分熟悉，提高检查操作的快速有效性；多安排几个检查、操作小组。

合理控制升降压速率，一般在 20.0MPa（首次试验 22.0MPa）以前，升压速率控制在 0.15~0.2MPa/min，在 20.0~20.4MPa（首次试验 22.0~22.6MPa），控制在 0.1MPa/min，最后以 0.05~0.1MPa/min 升至试验压力；降压时控制在 0.15~0.2MPa/min。

水压试验时一回路意外卸压的风险要远大于超压的风险，因为在水压试验压力平台，一回路无热源，不会因膨胀超压，仅可能由于过剩下泄排放能力不足或关闭而超压，此时只要减少轴封注水流量或停止水压试验泵，一回路压力便会停止上升。从 2.5MPa 升压到 15.4MPa 向一回路注水约 2.0m³（包括泄漏和降温所需补水），因此在高压下，随时都有可能出现局部破口或泄漏导致迅速卸压，特别是稳压器

安全阀的隔离阀意外开启风险最大。国内外也曾经出过类似情况。为防止意外卸压采取了一些预防措施：稳压器安全阀的隔离阀电磁线圈断电，安装卡子闭锁隔离阀开启；试验期间有专人检查安全阀的泄漏情况；稳压器安全阀的保护阀电磁线圈带电，当一回路压力高于保护阀的开启定值后，解除保护阀的强制开启信号，以便当隔离阀意外开启卸压后，保护阀能够关闭阻止压力进一步下降，当一回路压力正常卸压到 17.2MPa 时，重新强制开启保护阀。

水压试验泵供水时，上充泵保持运行，以便意外卸压时能通过上充管线进行补水。

为了防止操作过程产生压力波动，下泄的隔离与投运均通过缓慢开关手动隔离阀完成。

（2）水压试验泵的使用。

根据水压试验泵设备资料，水压试验泵在“水压试验模式”下，共可运行 15 次，每次 3h，因此在水压试验时，要尽可能保证水压试验泵在“水压试验模式”下运行时间不超过 3h。在 16.5MPa 平台仪表隔离时间较长（约 50min），因此，应等仪表隔离基本完毕再启动水压试验泵，避免水压试验泵不必要的运行。升降压速率合理控制亦可缩短水压试验泵的运行时间。另外，在试验前确认水压试验泵可用性或超压保护装置功能试验时注意避免水压试验泵运行在“水压试验模式”。

水压试验泵启动前需要进行预热（在 15.4MPa 压力平台用“安注箱补水模式”），否则油温低时，主泵轴封注水流量波动较大。在 16.5MPa 启动水压试验泵前，主泵轴封注水流量为 1.8m³/h 较合适，水压试验泵启动后主泵轴封注水流量约为 3.0m³/h，若轴封注水流量再大，过剩下泄排放能力将不足，会导致压力上升。

(3) 上充泵温度压力控制。

当水压试验泵启动后，上充泵只能以小流量运行，RCV003RF 的冷却能力将不足，使 RCV 泵出口温度升的较高（大于主泵轴封注水的报警温度值），因此需要把设备冷却水系统的 RRI154VN 阀全开，增加冷却，减少水压试验泵停运时，上充泵供轴封水对主泵轴封的冲击。

为了防止上充泵出口止回阀不严，特别是上充泵入口从换料水和乏燃料水池 PTR001BA 取水时，上充泵入口低压部分超压，安全阀开启或者容控箱满水，水压试验泵运行期间应关注上充泵入口压力及容控箱液位，必要时进行疏水。

(4) 放射性方面。

重复水压试验涉及一些剂量较高的管道、设备的操作和检查等，为控制集体剂量和个人剂量，停堆后应由安防处测量各区域的剂量分布；剂量高的区域人员操作时要做到准确、快速，到位；了解各区域剂量变化情况，如压力容器下封头区域是永久红区，但是当堆芯中子通量测量指套管抽出堆芯后，该区剂量将比未抽出前大很多。为了减少人员的受照剂量，压力容器底部声发射探头和温度探头需在卸料前，堆芯中子通量测量指套管抽出堆芯前安装就位。同样，探头需在大修后期装料结束指套管回插入堆芯后再拆除。

(5) 主泵轴封回水。

水压试验泵启动后，上充泵不再向主泵轴封供水，为防止容控箱满水或轴封回水管线安全阀开启，将主泵轴封回水排到 RPE 系统。

(6) 泄漏率计算与主泵启动。

水压试验时的泄漏率计算不同于正常运行的泄漏率计算，首先是水实体，温度变化引起冷却剂密度的变化必须考虑；其次，必须注意到，主泵停运时，RCP 各温度计的测量值不能代表系统的实际温度。15.4MPa 计算泄漏率时，主泵运行各点测的温度具有代表性，在 15.4MPa 压力平台共启动主泵两次，间隔 2~4h，采用两次主泵启动时加权平均温度相同的两点进行泄漏率计算，结果较为准确。因为主泵升温时较快，参数的读取必须是瞬时值，如果用 KIT 记录参数，则不可使用趋势图中的数据，因为有采样时间的问题。否则会出现很大的偏差。可将信号引到 KDO（采样时间很短）进行计算。关于泄漏率前后两个状态点的选取，应尽量避免温度补偿项，所以在第二次启动主泵后，压力要尽快调到初始点的值并稳定，同时温度范围与初始值的重叠尽量大，这样便于选点。

(7) 试验温度。

堆芯辐照会导致压力容器材料韧脆转变温度上升，第一次重复试验因辐照时间较短，温度裕度较大，未予考虑，但是十年后的重复试验时，必须考虑堆芯辐照对压力容器材料韧脆转变温度的影响，此工作应提前准备。

(8) 重要阀门、管线检查。

为保证水压试验的成功，停堆后应对水压试验边界内的阀门进行外观检查，凡有结晶现象的均需进行处理，另外，水压试验重要仪表设备上的阀门必须进行解体检查，如超压保护阀 RIS124VP 和压力仪表根阀 RCP805/806VP。对超压保护装置及过剩下泄必须在 2.7MPa 平台验证其可用，管线

畅通。

(9) 低压设备防超压措施。

安注系统 RIS 泵出口管线（两台）：若安注止回阀严密性不好（实际情况可能就是关不严），再加上安全壳的电动隔离阀关不到位，将会使 RIS 泵出口的安全阀动作，频繁动作将损坏安全阀，所以在主系统已充水排气后须开启 RIS 泵出口管线的一个疏水阀。

(10) 指套管抽出长度。

堆芯中子通量测量指套管在水压试验期间要抽出堆芯。正常大修期间只要将指套管抽出 4.5m，但是由于水压试验期间由于压力达到 20.6MPa 压力，指套管堆芯内端部承受了相当大的力，为了防止指套管被高压顶出堆芯，需要安装保护措施。为了安装保护措施，需要将指套管抽出 6.5m，用于安装保护套管。在系统升压后，7.0MPa、10.0MPa 时需要检查指套管密封性能，以确认指套管保护措施安装正确、密封性能良好、防止指套管被压力推出堆芯。

(11) 其他。

1) 水压试验余排系统隔离后准备升压前应确认试验边界内的阀门已处于要求状态，特别是主控室控制的阀门，应仔细检查一遍。

2) 闭锁稳压器低水位隔离下泄信号，防止仪表隔离后下泄隔离。

3) 在 SG 排空管下游加装管束泄漏量计量装置。

4) 试验前将用于一回路泄漏率计算的各个箱体充水到正常水位。

5.3 主冷却剂泵试验

5.3.1 报警连锁试验和运转试验

报警和连锁试验是验证主泵有关的测量、报警和连锁系统设计和安装的正确性。主泵的运转试验则是全面检验主泵及其附属系统设计、制造和安装的质量。

(1) 报警试验。

试验时对所有报警项目逐项确认其报警的动作值和恢复值。

1) 温度报警。用标准十进位电阻箱代替铂热电阻，改变电阻箱的阻值，观察光字牌的报警和指示灯的状态，按 Pt-100 分度号查得相应的温度值，测试其温度报警的动作值和恢复值。

2) 压力报警。压力是采用 1151（1152）系列的压力变送器通过二次转换进行测量。试验时关闭仪表的根阀，在变送器的正压腔加压，以测试压力报警的动作值和恢复值。

3) 油位报警。试验时改变实际油位，观察光字牌状态，实测报警参数。

4) 振动报警。断开轴系振动测量系统的一次探头，加入模拟电信号，试验其报警参数。电信号值根据振动物理量推算而来。

5) 转速报警。在转换器前加入模拟的脉冲信号，试验其报警参数，再根据仪表的测量要求推算出转速。

(2) 连锁试验。

1) 启动连锁。主泵的启动连锁共有 A 个信号，它们在继电器连锁电路中构成 A 副串联的触点，只有这 A 个条件均满足，所有触点均闭合，才能触发主泵合闸电路中的继电器，使主泵启动成为可能。A 副触点的试验是逐项进行的。先在合闸回路中的继电器上并联一个指示灯，A 副触点的某一被试触点处于断开状态，其余的则被闭合或者采用短接的方式。然后，在被试测点相应的测点处加入模拟信号或操作

实际的物理量,改变的状态,一旦满足了启动条件,该触点闭合,连锁电路接通,指示灯点亮。

2) 自动停泵连锁。自动停泵共有 B 个连锁信号,在主泵跳闸电路中,它们分别对应并联的 B 副继电器触点,只要任一信号达到整定值,主泵断路器即自动跳闸。 B 副触点的试验是逐项进行的,使被试测点外的其余触点为断开状态或人为断开,输入模拟量或实动作,发出与某一被试测点对应的连锁信号,则在跳闸回路中接入指示灯点亮,则连锁电路正确。

3) 合闸和自动跳闸试验。试验时,将断路器处于试验位置,并使主泵满足启动的条件,然后操作主泵的控制开关,使主泵合闸,加停泵信号使主泵断路器自动跳闸。

(3) 运转试验。

运转试验分点动(20s)、单泵试运转 5min、两台主泵同时运转 10min 以及两台泵较长时间运转。点动目的主要检查电机旋转方向,机械上有否卡和摩擦的现象以及进行蒸汽发生器 U 型管顶部赶气。单台泵运转试验主要检查主泵的运转情况和停止泵的防倒转机构动作正常。两台泵较长时间运转目的是全面检查主泵运行情况和参数,并用于主系统冷却剂升温。

5.3.2 主泵停止试验

该试验目的是在一回路主系统热停堆工况下,测量主泵脱扣后未装料反应堆的惰走流量和流量的惰走时间,并确认主泵防倒转装置的有效性。该试验是装料后一回路冷却剂流量惰走试验的预备性试验。

试验时,一回路主系统的初始工况为额定的热停堆工况;两台主泵均在运行,系统压力为 15.4MPa,温度为 290.8℃,稳压器的水位控制和压力控制均投自动,试验分单泵惰转试验和两泵惰转试验。

试验过程中,测量了主系统 I、II 环路弯管流量计的流量,主泵 A 和 B 的转速、主泵断路器脱扣信号以及主系统的温度和压力等参数,并在现场用秒表测量主泵的惰走时间和观察主泵防倒转装置的工作情况。

试验后数据处理如下:

1) 将主系统每条环路弯管流量计的测量值,换算成归一化流量值。

2) 将归一化流量的倒数绘成一直线,该直线与时间横坐标的交点即为流量测量的时间延迟 T 。

3) 将归一化流量曲线向左平移时间 T ,画出修正后环路的实际流量曲线。

4) 由环路流量求出反应堆流量的惰走曲线。

实测的流量惰走曲线应在安全分析报告中的流量惰走曲线以上。

堆芯装入燃料组件,一回路主系统热停堆工况下进行的主系统冷却剂流量惰走试验,试验方法同上,但是增加了测量反应堆冷却剂流量损失事故下的延迟时间和停堆保护延迟时间。停堆保护延迟时间包括从主泵断路器动作至控制棒开始下落的时间、从主泵断路器动作至流量低继电器动作的时间、从主泵断路器动作至转速低继电器动作的时间,计算出环路主冷却剂流量低停堆延迟时间和主泵转速低停堆延迟时间,并和最终安全分析报告中给出的值和流量惰走曲线进行比较。

5.3.3 一回路主系统流量测量试验

(1) 该试验目的是在反应堆一回路冷却剂系统处于热态运行工况时,在堆芯装入燃料和装入临设过滤器两种情况下,通过反应堆冷却剂泵的输入功率来测量一回路冷却剂的流量,该试验可以和主泵停止试验同时进行。

试验测试单泵、双泵运转时环路的流量,试验过程中,测量以下参数:

- 1) 各环路的冷段、热段和平均温度。
- 2) 各环路弯管流量计的差压。
- 3) 各主泵电机的输入电功率及转速。
- 4) 各主泵电机的输入相电流和线电压。
- 5) 一回路冷却剂系统的压力。

(2) 试验程序: A 主泵运行, B 泵停止,测 A 环有关参数。A、B 主泵运行,测 A、B 环有关参数。B 泵运行, A 泵停止,测 B 环参数。

(3) 试验后数据处理如下:

目前采用多种方法测量一回路冷却剂流量,利用反应堆冷却剂泵输入的电功率进行测定、利用反应堆冷却剂管道上的弯管流量计进行测定和热平衡法,临界前通常用前面两种方法,临界后用热平衡法。由于本项试验是在临界前进行,故采用倾斜法测量主系统流量。

所谓倾斜法是利用制造厂给出的泵输入功率与流量的特性,然后将试验时主泵不同运行方式所测得的泵输入功率和弯管流量计所测得的压差,并经过修正,得到试验时泵输入功率和流量特性,将上述两种特性进行比较,得到不同工况、不同流量时的差值,作图找出主系统的真实流量。

(4) 具体计算步骤如下:

1) 相关流量输入功率修正。将不同运行工况测量的参数与额定工况的参数进行比较,并加以修正,找出与额定工况时的相对流量输入功率。

2) 计算修正的输入电功率与原输入电功率之差值。

3) 将上述不同工况和流量时的差值,作图找出与额定工况相比之差值,其差值为零时所对应的流量,即额定工况运行时主系统流量。

5.3.4 RTD 旁路流量测量试验

该试验目的是确定每一条 RTD 旁路回路为达到设计要求的传递时间所需的流量和确定每一条 RTD 旁路上流量的低流量报警值。

试验是在主系统热态工况、两台主泵运行,分装料和不装料两种情况,首先测量每一条 RTD 旁路管系的安装长度,计算每一条 RTD 旁路内冷却剂为达到设计所要求的流量值,通过调整 RTD 旁路管上相应的阀门,使每一条 RTD 旁路流量值满足设计要求的流量值,并用数字电压表观察流量指示值的脉动幅度。报警组件整定值按设计要求的流量值的 90% 减去流量脉动幅度,然后调节每条 RTD 旁路管上的阀门,确认低流量报警的流量值和复归值。如 RTD 旁路内冷却剂流量调不到设计流量值,则需更换降压孔板。

5.4 主系统升温升压和降温降压试验

一回路升温升压、降温降压和在设计热态工况时的有关试验。

5.4.1 主系统升温升压试验

(1) 目的是确认一回路主系统从冷停堆升温升压至热停堆的可行性,同时考验有关系统、测量仪表、控制调节系统及必要设备的运行是否安全可靠。

当系统从冷停堆(常温常压)升温升压至热停堆(15.4MPa、290.8℃)过程中,系统的温度、压力发生变化,稳压器建立汽腔、蒸汽发生器二次侧产生高温高压的饱和蒸汽,因此与此有关的系统应具有可运行性,并完成过程中有关的调试项目。

(2) 试验方法简述如下:

1) 试验前主系统为充满水状态,稳压器低压保护投入,动静态排气结束,系统压力 0.2MPa、温度 60℃左右,主冷却剂泵处于停止状态,上充泵运行并提供主泵轴封注入水。

2) 全开停冷系统入口隔离阀,经停冷热交换器旁通调节阀,停冷下泄管线节流阀和下泄管线背压控制阀建立低压下泄。

3) 改变上充流量调节阀开度,同时调整主泵轴封水注入流量,使上充流量大于低压下泄流量,并调整背压控制阀的开度,使主冷却系统压力上升。

4) 建立正常下泄和主泵轴封回流管线。

5) 容控箱气体置换。利用提高容控箱水位和打开排气管线上的压力调节阀,排除容控箱的暂存气体,然后下降容控箱水位,补入置换气体,经多次重复,直至置换气体在容控箱的浓度满足要求,然后补给水控制选择开关放“自动”。

6) 当系统压力达 2.94MPa 时,背压控制阀投入“自动”,进行主泵启动前的检查和准备。

7) 启动主泵,并进行主冷却剂的取样分析,由取样分析结果决定是否进行化学物添加,以调整水质。

8) 启动停堆冷却泵,并投入停冷热交换器,维持主系统温度,可采用停冷系统 A 系列维持温度, B 系列建立低压下泄维持系统压力。停冷泵启动过程中,若系统压力有较大变化,可手动调节背压控制阀,稳定压力。

9) 手动投入稳压器比例、备用电加热器,进行稳压器升温。

10) 当一回路主系统温度升到 82℃时,利用停冷系统维持主系统温度,进行联氨除氧。联氨除氧结束后,继续进行主系统的升温。

11) 当稳压器温度升到 235℃(对应饱和蒸汽压力 2.94MPa),一回路主冷却温度升到 175℃时,调节主蒸汽大气释放阀开度,维持主系统温度,并投入部分电加热器,维持稳压器温度 235℃。

12) 稳压器建立汽腔,通过减少上充流,增大下泄流建立汽腔。如果开大背压控制阀,增加下泄流或减小上充流,投入稳压器喷淋,稳压器压力不明显下降,证明稳压器汽腔已经形成。

13) 通过增大下泄流量、过剩下泄流量,使稳压器水位下降。

14) 切除停堆冷却系统,主系统温度由主蒸汽大气释放阀手动操作控制。

15) 按主系统升温升压试验曲线,继续进行主系统升温升压,在升压前,稳压器超压保护由“低压”切换至“正常”位置。

16) 在系统升温升压过程中,进行以下确认:

① 主系统压力超过 3.1MPa 时,检查停冷系统入口电动隔离阀应在锁关位置。

② 主系统压力超过 7.0MPa 时,安注箱电动隔离阀锁开指示灯应点亮。

③ 主系统压力超过 13.8MPa 时,解除安注闭锁。

④ 温度上升过程中,确认“喷雾管线温度低”警报复归。

⑤ 确认“稳压器压力波动管线温度低”警报复归。

⑥ 主系统压力超过 14.9MPa 时,确认“稳压器压力低卸压阀开阻止”警报复归。

17) 主系统压力达 15.4MPa,稳压器水位达零功率程序水位,主系统温度达 290.8℃时,利用主蒸汽大气释放阀、稳压器压力、水位控制系统分别控制主系统温度、压力、水位在热态时的运行值。

18) 在主系统温度 60、120、175、230、290.8℃时,进行“一回路主系统热膨胀测量”试验、“一回路主系统振动测量”试验,“TC/RTD 比较校正”试验、“主泵轴封水系统”试验。

5.4.2 一回路主系统降温降压试验

5.4.2.1 试验目的

验证一回路主系统从热停堆时运行压力和温度开始降温降压直至冷停堆过程中,一回路主系统和有关设备、仪表、控制能正常运行。

试验项目分一回路主系统降温、降压试验和警报连锁试验。

5.4.2.2 试验内容和方法

(1) 缓慢间断主蒸汽大气释放阀压力控制器的设定值,进行主系统降温,手动开大比例喷雾阀,使稳压器开始降温降压,降温降压速率按主系统降温降压试验曲线进行。

1) 稳压器压力控制主调节器、比例电加热器、备用电加热器、喷淋阀置“手动”位置。

2) 稳压器水位控制、上充流量调节阀放“手动”增加上充流量,使稳压器水位上升,并投入备加热器,加热经波动管进入稳压器的水。

3) 缓慢间断降低主蒸汽大气释放阀压力控制器的设定值,进行主系统降温降压。

4) 在主系统降温降压过程下,确认冷却剂低平均温度,汽轮机旁路排放闭锁;稳压器低补偿压力报警;稳压器压力低报警,稳压器卸压隔离阀自动关闭;稳定器压力波动管线低温;稳压器压力低安注允许闭锁等警报及连锁。

5) 在主系统降温降压至系统温度 175℃、压力 2.94MPa 时,利用主蒸汽大气释放维持系统温度、压力。

(2) 投入停冷系统。

1) 确认停冷系统阀门状态。

2) 进行停冷系统升压、暖管,并投入低压下泄,暖管时应控制升温速率。

3) 暖管结束,投入停冷系统。

(3) 稳压器汽相消失。

1) 手动调节上充流量调节阀,增加上充流量,使稳压器液位上升。

2) 由备用电加热器和手动喷淋阀投入控制压力,并投入稳压器“低压”保护。

3) 稳压器汽腔压力消失,通过投入喷淋阀,系统压力无明显下降,手动开大背压控制阀,系统压力下降判断。满水瞬间,系统压力上升、下泄流增加,应引起充分注意。

(4) 利用停冷系统降温。

1) 改变热交换器出口流量调节阀和旁通流量调节阀的开度,调节降温速率,并手动关闭主蒸汽大气释放阀。

2) 主系统温度降温至 60℃时,停止最后一台主泵,通过改变下泄背压控制阀的定值,使系统压力降至 0.294MPa,并利用下泄背压控制阀维持系统压力,利用改变停冷热交换器出口阀和旁通阀的相对阀位,维持系统温度。

(5) 在主系统温度 230、175、120、60℃时,进行一回路主冷却系统热膨胀测量试验、主系统振动测量试验、TC/RTD 比较校正试验。

5.5 一回路主系统系统调试

5.5.1 卸压阀试验

稳压器卸压阀试验的目的是在冷态情况下,验证稳压器卸压阀及卸压隔离阀动作正常,卸压隔离阀连锁和报警正常。

稳压器卸压阀、卸压隔离阀动作试验采用手动开启、关闭卸压隔离阀,测定阀门关闭时间和在关闭卸压隔离阀的条件下,手动开启稳压器卸压阀,测定开启时间。

稳压器卸压隔离阀连锁试验采用输入卸压阀出口高温模拟信号和输入稳压器低压模拟信号,确认稳压器卸压隔离阀由开到闭和稳压器卸压阀出口温度高值报警。

5.5.2 稳压器卸压阀动作试验

该试验目的是在压力 15.4MPa、主系统温度 290.8℃ 时,当反应堆冷却剂系统压力上升,确认稳压器卸压动作和报警正常,并检查稳压器卸压箱的功能。

稳压器卸压阀动作试验采用在稳压器比例喷淋阀置“手动”,并关闭稳压器比例喷淋阀的情况下,手动投入稳压器比例加热器和备用加热器,使稳压器压力升高到稳压器卸压阀的动作值,确认稳压器卸压阀动作和“稳压器卸压阀出口温度高”警报,以及卸压阀开启压力和关闭时间。

稳压器卸压箱性能试验采用在主系统压力 15.4MPa、温度 290.8℃ 状态时,手动切除稳压器备用和比例电加热器,然后手动开启稳压器卸压阀,使系统压力下降 1.4MPa,并测量稳压器压力、水位,稳压器卸压阀出口温度,卸压箱压力、水位、水温随时间的变化值以及卸压管线的振动值。稳压器卸压箱性能试验做了单个卸压阀和两个卸压阀同时动作两种工况。该试验目的是根据卸压箱的水位和温度的变化值,估算出排汽量,从而推算出如果接收 110% 的稳压器所有蒸汽时,卸压箱的水温不会超过规定值。

5.5.3 稳压器安全阀试验

稳压器安全阀试验是确认稳压器安全阀的安全功能满足要求。稳压器安全阀在制造厂进行了氮气动作及泄漏检查、蒸汽动作及泄漏检查。在核电厂现场仅进行氮气动作及泄漏检查。氮气动作及泄漏检查采用氮气加压的方法,进行安全阀的动作及泄漏检查,测定启跳压力和通过稳压器安全阀阀座的泄漏率。

试验采用在稳压器安全阀入口侧充氮气,慢慢升压到氮气瓶压力,然后用加压泵对氮气进行加压,记录安全阀启跳压力,取三次启跳压力的平均值,每次启跳压力应在平均值的 $\pm 1\%$ 误差范围内。

泄漏检查是把 90% 左右的设计启跳压力作为氮气泄漏试验压力,测量 5min 内的泄漏,泄漏率应小于 9NCC 以下。

稳压器安全阀试验利用专用的试验台架装置进行。

5.5.4 稳压器喷淋阀和电加热器性能试验

该试验是在主系统压力 15.4MPa、温度 290.8℃ 的热态工况下,确认稳压器连续喷淋阀流量能适当调节,以及稳压器喷淋阀和电加热器性能。

喷淋阀旁通流量调节试验是通过手动调节旁通阀的开度,记录稳压器比例加热器调节显示操作器输出和旁通阀开度的关系,以确认在无低温报警情况下旁通阀的最佳开度,使稳压器比例加热器的投入量符合工作点时的要求,一般在 30%~50% 较佳。

稳压器喷淋阀性能试验是在比例备用电加热器、备用电加热器手动切除的条件下,利用手动全开比例喷淋阀,使系统压力下降,记录压力随时间的变化,计算喷淋阀全开时的降压速率,并与设计给出的值相比较,以验证喷淋阀特性。

稳压器电加热器性能试验是在比例喷淋阀手动关闭条件下,手动投入全部备用电加热器和比例备用电加热器,使系统压力升至稳压器卸压阀动作前的值,记录压力随时间变化,计算稳压器电加热器的升压能力,并与设计给出值相比较,以验证电加热器的特性。

5.5.5 稳压器压力控制试验

该试验目的是在一回路主冷却剂系统热态稳定压力和温度状态下,校验稳压器压力控制性能和警报连锁装置的动作符合设计要求。

试验前首先进行调节系统参数的设定,调节系统参数设定包括 PID 参数的设定和各个整定值的设定,以及调节器工作点的设定。通过调节比例喷淋阀旁通阀的流量,使比例加热器投入量在 30% 左右。

5.5.5.1 稳压器压力警报连锁试验

(1) 采用手动投入稳压器备用电加热器,使稳压器升温升压,在压力升高过程中,确认各警报连锁动作值,确认项目如下:

- 1) 比例加热器自动切除时调节器输出和压力值。
- 2) 比例喷雾阀自动开启时的调节器输出和压力值。
- 3) 比例喷雾阀自动全开时的调节器输出和压力值,为了使比例喷雾阀不实动作,应切除阀门的动力源压缩空气。
- 4) 在稳压器卸压阀的隔离阀关闭的条件下,继续升高压力,稳压器卸压阀开启时的压力值和调节器输出。
- 5) 继续升高压力,确认“反应堆高压停堆”报警和压力值。

6) 稳压器安全阀动作压力在稳压器安全阀试验中验证。

(2) 切除备用电加热器,投入比例喷淋阀,使稳压器压力缓慢下降,并进行以下确认:

- 1) “反应堆高压停堆”警报的复归值。
- 2) “稳压器高压”报警的复归值。
- 3) 稳压器卸压阀自动关闭时的压力值和调节器输出。
- 4) 记录喷淋阀从全开指示开始下降时的压力值和调节器输出。
- 5) 记录比例喷淋阀全关时的压力值和调节器输出。
- 6) 记录比例电加热器开始全投时的压力值和调节器输出。

7) 手动切除比例电加热器,确认备用电加热器投入时的压力值和调节器输出。

8) 确认“稳压器压力低”警报和稳压器卸压阀的隔离阀自动关闭时压力值。

9) 输入 P_7 信号,确认“低压停堆”警报和相应的压力值。

10) 按 P_{11} 闭锁按钮,闭锁稳压器低压安注,确认安注信号报警和相应的压力值。

(3) 比例备用电加热器投“自动”,投入比例备用电加热器进行系统升压,并进行以下确认:

- 1) “安注信号”复归。
- 2) 稳压器“低压停堆”报警消失。
- 3) 稳压器卸压阀电动隔离阀能打开。
- 4) “稳压器卸压阀阻止开”警报消失。
- 5) 备用电加热器切除。
- 6) 比例电加热器从 100% 开始下降时的压力值和调节器输出。

7) 稳压器压力恢复到 15.4MPa、系统温度 290.8℃ 时,比例加热器投入百分数。

5.5.5.2 稳压器压力阶跃变化响应特性试验

采用改变稳压器 PID 输入的压力设定值,设定值的变化量根据设计时的阶跃特性给出,记录参数的响应变化曲线,使其满足瞬态特性的要求,否则进行 PID 参数的反复调整和试验,直至满足要求。

5.5.6 稳压器水位控制试验

试验目的是验证在一回路主冷却剂系统热态稳定工况下,确认稳压器水位控制性能和警报连锁动作正常,试验包括稳压器水位警报连锁试验和稳压器水位控制性能试验。

5.5.6.1 稳压器水位警报连锁试验

(1) 采用手动调大上充流量调节阀,使稳压器水位上升,在稳压器水位上升过程中,确认以下警报连锁:

- 1) “满功率液位正偏差”报警,备用电加热器“自投”。
- 2) “稳压器高液位”报警。
- 3) “稳压器高液位停堆”报警。

(2) 然后,关小上充流量调节阀,使稳压器水位下降,在稳压器水位下降过程中,进行以下确认:

- 1) “稳压器高液位停堆”报警复归值。
- 2) “稳压器高液位”报警复归值。
- 3) “稳压器满功率液位”正偏差报警的复归值和备用电加热器切除。

4) “满功率液位负偏差”报警。

5) “低液位报警”和备用离心式上充泵启动。

6) “低液位报警”和备用、比例电加热器自动切除,正常下泄自动隔离。

(3) 最后调大上充流量调节阀,使稳压器水位上升,在水位恢复过程中进行以下确认:

- 1) “低液位报警”复归值。
- 2) “低液位报警”复归值。
- 3) “满功率液位”负偏差复归值。

5.5.6.2 稳压器水位控制性能试验

是采用阶跃改变稳压器给定程序液位模拟输入信号,使稳压器水位产生一个阶跃变化,阶跃量根据设计要求的稳压器水位控制特性确定,记录参数的响应变化曲线,使其满足瞬态特性的要求,否则进行PID调整,重复试验,直至满足要求。

5.5.7 稳压器卸压箱试验

稳压器卸压箱试验是确认稳压器卸压箱压力控制、报警连锁系统动作正常,卸压箱的喷淋阀流量合适,疏排水系统可为卸压箱排水降温,硼回系统可对卸压箱补水。

水位报警动作试验是通过向卸压箱充排水的方法来进行,利用一回路补给水泵向卸压箱补水,确认“卸压箱低水位”报警的复归值和“卸压箱高液位”报警,停止一回路补给水泵,打开卸压箱泄放阀向疏排水箱排水,确认“卸压箱高液位”报警的复归值及“卸压箱低液位”的产生值。

温度报警动作试验是输入温度模拟信号,确认“卸压箱高温”报警的产生值及复归值。

压力警报及连锁试验是利用卸压箱补气阀向卸压箱供气,确认“卸压箱压力”高报警值,通过排气,使卸压箱压力下降,确认“卸压箱压力高”的复归值,以及在压力变动时,氮气补给阀自动开、废气排放阀关闭的连锁。

喷雾流量确认试验是在卸压箱压力达到0.343MPa时,利用补给泵的卸压箱补水,根据卸压箱水位变化,确定喷雾流量。

循环与输送试验采用打开卸压箱疏水阀,启动疏排水泵,使卸压箱内的水经过疏水冷却器冷却后,回到卸压箱内,确认卸压箱压力、水位被维持在正常值。

5.5.8 一回路主系统热损失试验

该试验目的是测量一回路主系统处于热停堆时,一回路主系统的热损失,验证主系统管道和设备的保温特性,试验包括稳压器热损失和一回路主系统热损失两部分。

1) 稳压器热损失试验时,二台主泵处于运行状态,由主蒸汽大气释放阀控制主系统冷却剂平均温度,由备用电加热器手动控制稳压器压力,稳压器的比例喷雾和喷雾旁通阀关闭,使稳压器被有效地隔离,即处于静态平衡。这时,稳压器的热损失与加热器的输出热量相等,由此测出稳压器的热损失。

$$Q_{PZR} = \frac{\text{备用电加热器功率} \times \text{投入时间}}{\text{试验时间}} \quad (\text{kW})$$

2) 一回路主系统热损失测量试验,按图4.1-50对主系统的温度从280℃到265℃之间进行冷却和加热操作,然后根据测试数据计算主系统的热损失,冷却指停止主泵,进行自然冷却,加热指启动主泵,利用主泵的能量加热。

热损失计算采用 t_0 到 t_3 之间的数据

$$Q_{RCS} = \frac{1}{t_3 - t_0} \left\{ \int_{t_0}^{t_3} [(Q_{RCP} + Q_{PZR}) + Q_{CW} + Q_{SW} - Q_{LW}] dt - (H_{t_3} - H_{t_0}) \right\} \quad (4.1-17)$$

式中: Q_{RCP} 为主泵的供热量; Q_{PZR} 为备用电加热器的供热量; Q_{CW} 为上充流的供热量; Q_{SW} 为主泵轴封水的供热量; Q_{LW} 为下泄流带走热量; Q_{RCS} 为主系统的热损失; $H_{t_3} - H_{t_0}$ 为状态参数修正项,与试验前后主系统的压力、温度,蒸发器压力、水位,稳压器水位、压力等参数有关。

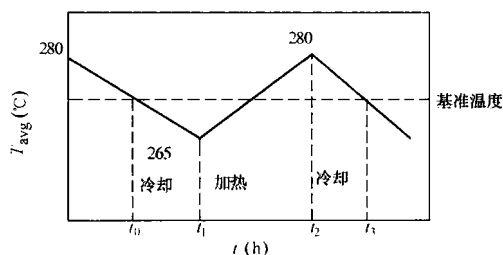


图 4.1-50 主系统热损失试验温度变化

5.5.9 一回路主系统热膨胀测定试验

该试验目的是确认一回路冷却剂系统从冷态到热态的加热期间,系统的各主要部件能正常地膨胀,无异常现象。确认从热态到冷态的冷却期间,系统的各主要部件能恢复原状,并且根据测定的间隙数值确定各横向支撑中调整垫板的厚度。该试验与主系统升温升压试验、主系统降温降压试验同时进行。

试验前,所有设备支撑和管道支架、阻尼器等应安装完毕,并测量安装间隙,给出冷态间隙、热态间隙、满功率时间隙的计算值。确认所有支撑点具有允许设备、管道自由膨胀的间隙,即确认在升温升压阶段设备能自由移动。

测试内容包括蒸汽发生器上部、下部横向支撑;主泵上部、下部横向支撑、垂直支撑;稳压器上部止档架、垂直支撑等测定点。

在主系统升温升压过程中,当主系统温度为120、175、230、290.8℃时,按试验要求进行测试,根据测试结果估算到下一个温度等级的膨胀量,直至290.8℃。然后进行降温降压测试,确认系统各主要部位恢复情况。由实测膨胀量外推满功率时的值,根据规定的预留间隙,可确定调整垫板的厚度。

试验时,如果计算和实测差异较大,发生部件、管道在热膨胀时间隙不够,应采取相应的措施,并停止升温。

5.5.10 一回路主系统振动测定试验

在调试中进行管系振动测定试验是为今后运行中减少非计划停堆,确保安全运行的重要措施之一。该试验是在主系统从冷态到热态的加热过程中以及系统各主要工况下,确认系统各部分的振动在允许值以下。

需要进行振动试验的对象主要有四类:

- 1) 所有核 1、2、3 级系统的管道和设备。
- 2) 抗振 I 类结构物内的其他高能管道。
- 3) 其故障会影响抗振 I 类设施的功能降低到不可接受程度的系统的高能部分。

- 4) 安全壳外属于抗振 I 类部分的中能管道。

主系统的试验范围包括主管道、喷淋阀管道、卸压管道、波动管道、测温旁路管道等。

试验工况重点考虑稳态和瞬态两种工况,瞬态工况主要考虑泵的启动和停止,重要阀门的开闭,以及工况的瞬变等,瞬态工况的特点是幅度大、时间短、次数少。稳态工况主要考虑各种运行工况下稳定流量引起的振动,特点是幅度小、时间长、但次数多。整个测量同系统和设备功能试验同时进行。

振动测量分固定测点测量和便携式测振仪测量。

固定式振动测量方法是在被测点处安装加速度传感器,信号经电荷放大器送至磁带记录仪和信号分析仪,进行数据处理。移动式振动测量利用便携式测振仪对振测点进行振动测量,信号送磁带记录仪。

所有测量数据库按系统、管道号、测点编号、工况、测量值与限值等分类存储于计算机内,瞬态振动还存储原始记录波形。

5.5.11 TC/RTD 比较校正试验

试验目的是在一回路冷却剂加热冷却时,对堆芯内的热电偶温度计 T/C 和一回路冷却剂系统的铂电阻温度计 RTD 进行比较校正试验。

在一回路主冷却剂温度升和降到 120、175、230、290.8℃ 时,测量 RTD 温度和 T/C 温度。

将所测得的 RTD 电阻值用以下方法进行处理:

- 1) 将每支 RTD 在规定温度点上测得的四次电阻值进行平均,得到的平均值作为 RTD 的测量值并根据电阻分度表换算成温度值。

- 2) 将全部 RTD 的测量值进行平均,求得一回路冷却系统的平均温度,以平均温度作为客观的真实值,即作为 RTD 的标准值,与标准值相差 1.1℃ 以上的值,从平均温度中除去后,重新算出平均温度作为标准温度值。

- 3) 将每支 RTD 的温度值与标准温度值相比较,计算差值,当 RTD 的测量温度和标准温度之差超过精度范围时,应进行修正。

- 4) 计算标准温度与 T/C 相对应的计算机指示的四次平均温度之差值,差值小于规定值符合要求。

5.5.12 稳压器压力和温度测量装置试验

试验目的是在一回路冷却剂系统空载运行压力、温度状态时,确认稳压器的压力和温度仪表测量装置调校的正确性。

试验时稳压器的压力和温度稳定在 15.4MPa、343.71℃。稳压器压力表的校正是在役检查压力表,通过差压变送器的负压腔接标准压力器,正压腔接稳压器引压管,标准压力计产生的压力与稳压器的实际压力相比较,改变活塞式标准压力计的压力,直至电流表指示为 4mA,即差值为零时的电流值。此时标准压力计的压力即为稳压器的

实际压力。同时记录稳压器其他压力变送器的电流输出值和指示仪的读数,记录稳压器汽相和液相温度计的电阻值及指示值。然后进行压力发生器和稳压器其他变送器之间的压差修正,并根据测得的实际稳压器压力值求出饱和温度,确认稳压器汽腔和液腔温度的正确性,并进行校正。

5.5.13 一回路主系统药品分布试验

该试验目的是在一回路主系统热停堆工况的压力和温度下,确认能向该系统添加药品,并且所加入的药品能被充分搅拌均匀。

试验时首先对一回路化学添加箱进行清洗和冲排,冲排结束以后,通过化学添加箱和硼回补水向一回路主系统注入试验用的氢氧化锂溶液,氢氧化锂的容量计算如下:

$$W = 1.0 \times 141 \times 42 \div 7 \times 0.763 \text{ g} = 645 \text{ g}$$

式中:1.0 为锂-7 的目标浓度,ppm;141 为一回路主系统水容积, m³;42 为 LiOH·H₂O 的相对分子质量;7 为锂-7 的原子量;0.763 为一回路冷却剂密度, t/m³。

试验时旁通化容净化床,下泄流直接流入容控箱,将配制的 LiOH 水溶液注入化学添加箱内,并打开补水隔离阀,对化学添加箱补水,然后打开化学物添加隔离阀,氢氧化锂水溶液经上充泵注入主系统。

从氢氧化锂水溶液开始添加开始,从稳压器水空间、主系统环路、化容净化床前进行取样,测定 pH 值和锂浓度。取样频率根据数据测量要求决定,直至稳压器水相的 pH 值和锂浓度达平衡结束。由此可确定化学物添加开始到平衡所需的时间和均匀程度。

5.5.14 一回路系统加氢试验

该试验的目的是在反应堆装料后升温升压时,容积控制箱内的覆盖气体由氮气置换成氢气后,确认一回路冷却系统的氢含量分布均匀,并能达到标准温度压力下 25~35mL 氢气/kg 水的规定指标。

试验前一回路冷却剂系统除氧结束,溶解氧低于 0.1ppm,容控箱气相中氧含量低于 2%,容控箱压力和水位控制投“自动”,稳压器有连续喷淋阀流量。

试验时,关闭容控箱氮气进口阀,打开容控箱氢气进口阀,利用主系统升温时体积膨胀,下泄流大于上充流量,使容控箱水位上升。当水位上升时,容控箱压力上升到废气控制阀定值时,排除容控箱的覆盖氮气。当容控箱水位上升到 95% 时,下泄流切至硼回系统,使容控箱水位下降,压力下降,停止向废气系统排氮气。当压力降到氢气控制阀开启定值时,向容控箱补入氢气,容控箱压力升高到氢气控制阀关闭定值时,控制阀自动关闭。重复进行以上操作,直到容控箱上部气空间氢含量符合要求。

从氢气开始置换氮气,按预定的取样频率从容控箱水空间、稳压器水空间、主系统环路进行取样,测定氢含量及氧含量。得出主冷却系统的氢氧含量变化及分布和达到标准温度压力下 25~35mL 氢气/kg 水的规定指标所需的时间。

6 汽轮机启动调试

6.1 核电厂汽轮机及其辅助系统的设计特点

6.1.1 主要设计参数比较

目前,国内运行和在建的核电机组汽轮机,都采用完全国外引进或中外联合设计制造的方式,因其技术路线不同,存在较大的差异。依据单机组容量分,大致包括秦山一期的 300MW、秦山二期 600MW、秦山三期 730MW、大亚湾和岭澳的 900MW 级及田湾核电厂的 1000MW 级。下面列出

大致三个不同等级的核电汽轮机组与火电亚临界 300MW 机组主要技术参数作比较, 详见表 4.1-25, 以说明核电汽轮机组的热力设计特点。

表 4.1-25 核电/火电机组主要参数比较表

核电厂 参数	上汽厂火 电亚临界 300MW 级	秦山一期 300MW 级	秦山二期 600MW 级	田湾 1000MW 级
型号	N300-16.7/ 537/537	HN310- 54.5 型	HN642- 6.41	K-1000- 60-3000
形式	亚临界中间 再热双缸双排 汽反动凝汽式	饱和蒸汽中 间汽水分离再 热 3 缸 (1 高 2 低) 双流程 4 排汽凝汽式	饱和蒸汽中 间汽水分离再 热 4 缸 (1 高 3 低) 双流程 6 排汽凝汽式	饱和蒸 汽中间汽 水分离再 热 5 缸 (1 高 4 低) 双 流程 8 排 汽凝汽式
额定功率 (MW)	300	310	643.2	1060
额定转数 (r/min)	3000	3000	3000	3000
最大连续 功率 (MW)	317	330	689	
主蒸汽 压力 (MPa)	16.7	5.34	6.41	5.88
主蒸汽额 定温度 (℃)	537	268	279.9	274.3
主蒸汽额 定湿度 (%)		0.5	0.5	0.5
额定蒸汽 流量 (t/h)	972	2015	3862	5880
再热蒸汽 压力 (MPa)	3.38	0.753	1.008	0.55
再热蒸汽 温度(℃)	537	253.7	250.2	250
额定设计 背压 (kPa)	4.9	4.9	5.39	4.7
循环冷却 水温度 (℃)	20	18	18	18
给水温度 (℃)	278	221.5	230.5	218
保证热耗 (kJ/kW·h)	7902	11 213	9972	10 190
回热抽汽 级数	8	7	7	7
叶栅级数	1+11/9/ 2×7	9×2/ 2×7×2	2×7/ 3×2×7	2×5/ 4×2×5
末级叶片 长度 (mm)	905	869	977.2	1200
汽轮机总 长度(m)	18	26.14	35.166	51.8

额定功率(铭牌功率)是指汽轮机在背压为 11.8kPa (海水温度为最高温度, 通常为 33℃)、补给水 3% 以及回热系统正常投入条件下, 扣除非同轴励磁、同轴主润滑油泵功率后, 制造厂能够保证的寿期内任何时间都能安全连续输出的发电机端功率。

最大连续功率是指在额定参数下, 背压为设计背压(年平均海水温度确定的背压下)无补给水的情况下, 制造厂能保证在寿期内安全连续输出的发电机端功率。

从上述参数可以看出, 核电汽轮机热力设计的特点是, 同等输出功率下, 蒸汽流量大, 蒸汽参数低, 湿度高, 汽轮机有效焓降低, 热耗率高。由此在汽机结构上有以下一些特点。

6.1.2 核电汽轮机设计特点

(1) 采用饱和蒸汽循环。

对于压水堆核电厂来说, 二回路新蒸汽参数取决于一回路的温度, 而一回路温度又取决于一回路压力。提高一回路压力将使得反应堆压力壳的结构及其安全保证措施复杂化。尤其是当反应堆压力壳尺寸很大时更为复杂。因此, 压水堆核电厂汽轮机的新蒸汽压力应按照一回路压力整定计算的设计压力和温度选取, 一般不超过 6.0~8.0MPa 的饱和蒸汽。由于汽轮机进口采用饱和蒸汽, 通常设计中不采用中压缸, 在高压缸和低压缸之间设有汽水分离再热器, 将高压缸的排汽进行汽水分离, 再用新蒸汽和高压缸抽汽进行再热。饱和蒸汽汽轮机的高压缸的压力近似于火电中压缸, 但处于湿蒸汽区工作, 低压缸的设计类似于火电汽轮机。

(2) 理想焓降小, 容积流量大。

一般饱和蒸汽汽轮机的理想焓降比高参数火电厂汽轮机的理想焓降约小一半。因此, 在同等功率下核电厂汽轮机的容积流量比高参数火电厂汽轮机约大 60%~90%。由于这一点使核电厂汽轮机在结构上有以下特点:

1) 进汽机构的尺寸增大(包括管路)。

2) 单机组功率大于 500~800MW 的汽轮机, 高、低压缸做成双分流的对称布置。

3) 由于叶片高度大, 前面的几级叶片沿叶高设计成变截面。

(3) 汽轮机中积聚的水分多, 容易使汽轮机组产生超速。

如同火电厂中的中间再热式汽轮机一样, 核电厂汽轮机各缸及汽水分离再热器中有大量蒸汽, 所以在甩负荷时会使得转子升速。另外, 在使用湿蒸汽的汽轮机中, 还要增添在转子表面、汽机停止部件上和汽水分离器及其他部件上已凝结的水分在压力突降时闪蒸而引起的加速作用。计算和经验证明, 在甩负荷时, 水膜闪蒸可使机组转速增长 15%~25%。为了减少核电厂汽轮机转速飞升, 一般采取以下措施:

1) 在汽水分离再热器后蒸汽进入低压缸之前的管道上装设专用的截止阀。

2) 缩小高低压缸之间的管道尺寸, 即提高分缸压力, 将汽水分离器和再热器设计成一体式。

3) 完善汽轮机本体疏水系统设计, 将叶片中分离出来的水通过抽气排出。

(4) 蒸汽湿度高, 容易造成通流部分和叶片的水蚀。

由于工作介质为带有一定湿度的饱和蒸汽, 在高压缸的后几级和低压缸的最末二级, 蒸汽湿度增加最为明显, 因此对末级叶片的保护显得尤为重要。为防止叶片的侵蚀, 一般采取中间分离再热、通流部分采用内槽分离、喷嘴叶片出口边缘抽水分离、末级叶片采用耐侵蚀的金属材料(如司太立

合金)或特殊的工艺处理等措施来防范。

6.2 汽轮机带载前的分系统调试和非核蒸汽冲转汽轮机

核电厂调试的目的是在保证核安全、人身安全、设备安全的基础上,完成相关试验项目。达到施工质量检查,设备缺陷检查,设备参数验证,系统设计参数验证,系统设计功能验证、运行程序验证生效。处理调试中发现的问题及不符合项,验证设备系统符合设计要求,并具备安全稳定的长期运行的条件。常规岛调试同样遵循这一目的,常规岛调试根据核电厂调试总体进度,可以大体划分为A、B、C三个阶段。

6.2.1 A1阶段——分系统调试

A1冷态性能试验阶段:在这一阶段常规岛要完成除汽轮机以外所有设备的单体调试及部分分系统试验,单体调试和分系统试验相互衔接又相互交叉。

6.2.1.1 单体调试

单体调试即单台辅机的试运,包括电动机及其电气部分试运,带机械部分试运和带载试运。具体来说单机试运也叫功能试验,它指对设备、机械或系统的启动、试验和调整,以确认是否与设计相符;操作指令、测量仪表、信号、程控、连锁保护等功能是否正确。

- 1) 各工艺系统的冷态水压试验。
- 2) 电动阀门的就地远控开关试验。
- 3) 气动阀门的就地远控开关试验。
- 4) 系统自动充排水(凝汽器、除氧器、其他容器)试验。
- 5) 电动泵的控制保护逻辑验证。
- 6) 汽轮机叶片的静频率测量试验。
- 7) 转动设备检查、送电、马达试转和连续运行考核试验。
- 8) 系统和管路冲洗。
- 9) 就地一次仪表的标定和信号通道检查。
- 10) 重要阀门(主汽门、调门、再热主汽门、再热调门、抽气止回阀)快关试验。
- 11) 主辅助系统控制逻辑(DCS、DEH、RTC、TSI)的开环验证或模拟验证。

6.2.1.2 分系统启动和调试

分系统试验是指按功能或工艺系统等单个系统的动态运行试验。主要进行控制逻辑、各种保护以及测量与调节回路的运行和调整,还包括各种运行工况下的系统工况试验。分系统调试内容与常规火电类似,本文仅作简单描述,这些试验包括:

- (1) 常规岛闭式冷却水系统试验。
作为常规岛所有设备的冷源,该系统必须首先具备运行条件,涉及的试验主要有:
 - 1) 系统和水箱的充水和补水调节试验。
 - 2) 泵组的连锁保护和性能试验。
 - 3) 系统流量调节和温度调节试验。
- (2) 循环冷却水系统试验。
该系统作为二回路的最终热井,在汽轮机冲转时必须完全具备运行条件。涉及的试验主要有:
 - 1) 水处理系统(滤网和格栅除污机)运行试验。
 - 2) 循环水泵性能试验。
 - 3) 二次滤网运行试验。
 - 4) 凝汽器通循环水试验等。
 - (3) 常规岛开式冷却水系统试验。

该系统一般从循环水系统取水(也有直接从海水过滤系统后取水的),用于将闭式冷却水系统的热量传递到海水中排出。该系统的主要试验有:

- 1) 滤水器功能试验。
- 2) 泵组连锁保护和性能试验。
- 3) 热交换器性能试验(机组带负荷后进行)。
- (4) 凝结水系统试验。

该系统用于将凝汽器水室中的凝结水抽出,通过凝结水泵升压后一部分用于冷却轴封冷却器,另一部分通过低加输送到除氧器。该系统同时为旁排系统、汽轮机末级喷淋系统、凝汽器喉部喷淋系统、高压疏水扩容箱减温喷淋系统提供减温水。为蒸发器排污系统再生热交换器提供冷却水。某些机组利用凝结泵出口压力为重要的阀门提供强制关闭水源及真空边界阀门提供密封水。在汽轮机冲转过程中只要求该系统提供轴封冷却器水源及低压缸末级喷淋减温水。

汽轮机冲转前,该系统必须完成的试验有:

- 1) 凝结水泵连锁保护和性能试验。
- 2) 低压缸末级喷淋流量检查。
- 3) 凝汽器喉部减温水喷淋流量检查。
- 4) 高压疏水扩容器喷淋检查。
- 5) 凝结水小流量调节阀试验。
- (5) 汽轮机润滑油、顶轴、盘车系统试验。

1) 润滑油系统功能:①汽轮发电机组的支持轴承、推力轴承和盘车装置提供润滑油;②低压缸和发电机的支持轴承提供顶轴油;③发电机提供氢气密封备用油;④汽轮机机械超速和手动脱扣装置供油。

2) 润滑油系统的主要试验有:①交流润滑油泵运行性能试验;②直流润滑油泵连续运行时间测定和性能试验;③油箱油位标定和油位开关整定;④交直流油泵连动试验;⑤低润滑油压跳机通道试验;⑥高压密封备用油泵运行检查、挂闸油压调整、汽机手自动挂闸、打闸试验;⑦润滑油箱排烟风机运行检查、油箱真空度调整及连锁试验;⑧油箱电加热器投切试验;⑨冷油器油温调节装置功能试验。

3) 顶轴油系统功能试验。

汽轮机在投盘车和低转速下,依靠顶轴油泵供压力油将汽轮发电机组转子托起0.06~0.10mm,形成油膜,防止轴颈与轴瓦间发生干摩擦。减少摩擦力矩和盘车装置功率。顶轴油系统调试主要包括:①泵组的启停连锁试验,保护连锁和性能试验;②汽轮发电机组轴系顶起高度测量和顶轴油压力调整。

4) 盘车装置功能试验。

当汽轮机在冲转前或停机后,都必须投入盘车装置。冲转前盘车是用来检查动静部分是否有摩擦以及大轴弯曲情况;停机后盘车使汽轮机转子均匀冷却,防止大轴弯曲。另外,汽轮发电机组还设有手动盘车装置,作为电动盘车的备用。盘车装置的试验主要包括:①盘车装置自动投运(零转速信号启动)、手动投运、自动切除(汽轮机转速大于盘车转速)、手动切除、保护切除(低顶轴油压信号)试验;②盘车运行时电流检查和盘车转速检查。

(6) 发电机密封油系统试验。

发电机密封油系统(GHE)的功能就是防止发电机内冷却用氢气向外泄漏,同时也保证氢气的纯度。该系统可自动控制密封油的供油压力高于发电机内氢气压力,其差值为0.084MPa±0.01MPa。除主工作油源外:氢侧还提供一个备用油源,空侧提供四个备用油源,确保密封油连续向发电

机密封瓦供油。系统内设有监控仪表,对系统的工作状态进行监测,当各环节出现异常情况时,可向相关的装置发出报警信号。该系统的试验主要有:

- 1) 氢侧、空侧密封油泵交直流联动试验。
- 2) 氢侧回油箱补油和排油试验。
- 3) 空侧回油箱排烟风机启停连锁试验。
- 4) 氢侧、空侧密封油压力自动调整试验。
- 5) 氢侧、空侧密封油温度控制装置试验。
- (7) 汽轮机轴封系统试验。

汽轮机轴封系统的功能是向汽轮机提供密封蒸汽,防止汽轮机在正常运行、启动和停止时,环境中的空气从轴封处漏入汽轮机或汽轮机汽缸中的蒸汽漏入外界环境中,并回收汽轮机轴封和汽机进气阀阀杆的漏汽。同时轴封系统也是维持凝汽器真空的必要条件。该系统的试验主要有:

- 1) 主供汽减压站压力调整试验。
- 2) 高压缸轴封供汽阀、高压缸轴封溢流阀、低压缸轴封供汽阀压力整定、调整试验。
- 3) 安全阀压力整定试验。
- 4) 轴加风机启停和连锁保护试验。
- 5) 轴封加热器微负压调整试验。
- (8) 凝汽器抽真空系统及真空系统密封性试验。

该系统的功能是把随蒸汽进入的不凝结气体和由大气漏入的空气抽走,建立和维持凝汽器真空度,提高汽轮机组经济性。同时该系统配备手动和电动真空破坏阀用于在紧急情况下破坏凝汽器真空,使汽轮机快速降转速,保证汽轮发电机组的安全停运。该系统的试验主要有:

- 1) 真空装置的启停连锁和保护试验。
- 2) 真空装置连续运行及性能试验。
- 3) 真空系统边界密封性试验。
- 4) 低真空跳机信号通道检查。
- 5) 低真空闭锁旁排信号通道检查。
- (9) 发电机定子冷却水系统。

对于定子线棒水冷的机组,该系统为其提供冷却水,并将定子绕组的热量传递给闭式冷却水系统。该系统的试验包括:

- 1) 定子水箱充排水和自动补水试验。
- 2) 定子冷却水泵运行和自动切换试验。
- 3) 定子冷却水流量测量调整试验。
- 4) 定子冷却水温度调节装置试验。
- (10) 发电机气体控制系统及密封性试验。

发电机氢气供应系统的主要功能是通过中间介质 CO_2 来排除发电机内的空气而充入氢气,相反在发电机停机检修之前,则通过 CO_2 排除发电机内的氢气而充入空气。选择 CO_2 的目的是避免在充氢或排氢过程中,导致空气与氢气之间的混合而产生爆炸的危险。正常运行时,发电机氢气供应系统还保证了发电机内的氢气压力、监测氢气的纯度和干燥氢气,以保证发电机工作在允许的限值内。该系统的主要试验有:

- 1) 气体置换试验:在密封油系统投运、发电机在盘车状态下可进行如下操作:用 CO_2 置换空气;用 H_2 置换 CO_2 ;用 CO_2 置换氢气;用空气置换 CO_2 。
- 2) 发电机密封性试验:在完成密封油系统试验后,发电机在盘车状态下,可进行发电机气体密封性试验,试验用压缩空气代替氢气将发电机充压到额定压力,检查边界的泄漏点,并在 24h 内测量系统的压降,通过标准公式换算出 24h 的泄漏量。
- 3) 氢气干燥装置试验。

- 4) 氢气在线监漏装置试验。
- 5) 发电机漏水监测装置试验。
- 6) 氢气湿度监测装置、氢气纯度监测装置试验。

6.2.2 A2 热态功能试验和非核蒸汽冲转汽轮机

该阶段核岛主系统将完成热态性能试验,根据核电厂设计的不同,有采用辅助给水配合大气释放阀控制一回路升温升压的方式,也有采用启动给水系统配合凝汽器旁排系统控制升温升压的方式,这两种模式要求常规岛系统调试进度的安排是不一样的。后者要求可用的系统更多。

从热态开始到汽轮机冲转前常规岛部分需要完成下列试验:

主蒸汽管道的热位移测量和支吊架调整,在主蒸汽管道升温升压的不同阶段测量某段管路的位移量与设计值相比较,以及时发现因支吊架安装偏差或错误造成的管道膨胀受阻。管道热位移测量和支吊架调整是贯穿整个调试启动过程的一项工作,这将根据不同系统在机组不同负荷下管道受热的最高温度而决定(如高加抽气管道在机组满负荷下才达到最大位移量)但管道的热位移产生的应力关系到管道及其连接设备的安全,应该在调试中引起足够的重视。

主蒸汽系统疏水畅通性检查:该试验在主蒸汽管道定温定压后逐个开启管路中的疏水阀,测量阀后管道的管壁温度来判断疏水管路是否有堵塞。管道和设备的疏水畅通性检查同样应该贯穿常规岛启动的全过程。

在完成上述所有调试项目后,根据不同的机组类型决定是否进行汽轮机非核蒸汽冲转。

6.2.2.1 汽轮发电机组首次冲转

汽轮发电机组首次冲转主要是多机组轴承及轴系的振动、轴瓦的金属温度、润滑顶轴盘车系统、密封油系统、汽轮机转速控制部分进行全面的检查,提前发现缺陷,争取调试的进度。首次冲转根据冲动汽源的不同,可分为:

- (1) 使用足够容量的调试锅炉(如大亚湾核电厂)。
- (2) 使用老厂现有的蒸汽源(多机组分期建设的常规核电厂)。
- (3) 非核蒸汽(秦山一期和秦山二期)。
- (4) 核蒸汽(岭澳和田湾):利用反应堆带功率后产生的蒸汽进行冲转。

是否采用非核蒸汽冲转主要取决于非核蒸汽量计算结果,同时受调试进度的影响和机组设计启动方式的制约,其主要的优点是能够在回路装料前提前发现汽轮发电机组的问题,在装料和低功率试验阶段及时处理缺陷,缩短调试周期和节省建造调试锅炉的投资。

6.2.2.2 非核蒸汽冲转汽轮机

(1) 原理和方法。

非核蒸汽冲转是利用反应堆冷却剂主泵和稳压器电加热器产生的热量,通过一、二回路介质和金属的储热在蒸汽发生器二次侧产生蒸汽冲转汽轮机。在汽轮机冲转之前,依靠主泵和电加热器将反应堆冷却剂系统加热到热态运行工况,此时蒸发器二次侧产生相应参数下的饱和蒸汽,在此情况下依照汽轮机冷态启动程序冲转汽轮机,直到汽轮机达到额定转速并在此转速下维持一段时间。维持时间的长短取决于反应堆冷却剂回路和主蒸汽回路的运行限制条件,如稳压器最低水位、压力,一、二回路最大压差,主回路和稳压器之间的温差,蒸发器最低液位和蒸汽压力等。

(2) 热平衡计算。

1) 计算假设:

- ① 忽略冲转中间过程的一、二回路参数变化,根据给

定的最初和最终状态计算出能够产生的总蒸汽量。

② 一回路散热量取实际试验值。

③ 主泵输入一回路介质的功率 = 主泵效率 × 主泵热态设计轴功率 × 主泵台数, 实际功率随流体温度降低有所升高。

④ 假设的冲转总耗功量取决于厂家提供的总转动惯量和机械损耗之和, 假设的冲转时间取决于汽轮机运行手册中的升速率和暖机时间, 一般考虑 30min。

⑤ 蒸发器的给水温度取决于启动时给水的方式, 取除氧器为水源时水温为 110℃。

⑥ 一、二回路金属材料的储能取决于金属的热容和金属的总质量。

⑦ 为减少热量损失, 试验中应关闭蒸发器排污。

2) 计算过程:

假定冲转过程中一、二回路供给的总热量为 Q

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 - Q_6 - Q_7 \quad (4.1-18)$$

Q_1 冷却剂泵连续运行的释热

$Q_1 = \text{冷却剂泵台数} \times \text{冷却剂泵设计热态轴功率} \times \text{泵效率} \times \text{冲转时间}$

Q_2 反应堆冷却剂总释热

$Q_2 = \text{反应堆冷却剂总质量} \times (\text{初始焓} - \text{最终焓})$

Q_3 稳压器电加热器连续工作释热

$Q_3 = \text{投入工作的电加热器总功率} \times \text{冲转时间}$

Q_4 主系统金属结构材料的释热

$Q_4 = \text{结构材料比热容} \times \text{材料总质量} \times \text{材料温度变化量}$

Q_5 蒸汽发生器二次侧释热

$Q_5 = \text{二次侧初始总热量} - \text{二次侧最终总热量}$

Q_6 为化容系统带走的热量

Q_7 主系统散热量

Q' 汽轮发电机组冲转所需的总热量

$Q' = \text{总转动惯量} + \text{机械损失功率}$

计算结果 $Q > Q'$, 则表明热量足够, 但还必须进行边界条件的校核计算, 边界条件包括:

① 一回路初始的温度不能高于主蒸汽安全阀整定值压力对应的一回路饱和温度。

② 最终的温度不能低于回路和稳压器最大的设计温差。

③ 末态由于一回路温度下降导致的介质收缩不导致稳压器电加热器裸露。

④ 一回路温度下降的速率不大于设计的最大降温速率。

⑤ 蒸发器二回路末态液位不导致 U 形传热管裸露。

⑥ 设计或设备的其他限制条件。

(3) 汽轮机非核蒸汽冲转试验。

1) 试验准备。

为节省汽量, 试验期间由辅助电锅炉提供汽轮机的轴封等用汽, 尽量提高冷凝器真空, 并在允许范围内适当提高主冷却剂平均温度、稳压器压力和水位、蒸发器水位以及主蒸汽压力, 增加系统贮能和合理的蒸发器补水方式等手段 (冲转过程中停止蒸发器补水), 确保非核冲转试验成功。

① 汽轮发电机组的非核蒸汽冲转试验准备首先应保证汽轮机的调节、保护系统及汽轮发电机组部分辅助系统的可用, 涉及的辅助系统有主蒸汽系统、汽轮机调节油系统、汽轮机本体疏水系统、辅助蒸汽系统、汽轮机轴封系统、循环水系统、开式循环水系统、闭式循环水系统、凝汽器真空系统、汽轮机润滑油系统、发电机轴密封油系统、发电机定子冷却水系统、低压缸喷淋系统、常规岛除盐水系统、仅用压

缩空气系统、汽轮机数字电液控制系统 (DEH)、汽轮机连锁保护系统 (ETS) 等。

② 汽轮机润滑油系统油箱风机的连锁试验、高压密封备用油泵和交流润滑油泵与事故直流油泵间的连锁试验、顶轴油泵间的连锁试验应在冲转前试验一次, 与机组有关的热工测量仪表安装完毕, 机组的润滑油系统、顶轴油系统和电动盘车系统已经能够连续可靠的运行。

③ 汽轮机的低润滑油压、低 EH 油压、凝汽器低真空、高差胀保护、轴向位移大等跳机保护经静态模拟试验已经全部合格。

④ 重要阀门的关闭时间测定完成, 结果符合设计要求。

⑤ 发电机轴密封油系统和发电机定子冷却水系统的单系统调试已经结束。系统的各种报警、连锁动作均正常。

⑥ 凝结水系统的三台凝结水泵均已试验合格, 该系统通过其再循环管线进行水循环, 并向低压缸喷淋系统、凝汽器水幕保护、凝汽器背包、高压疏水扩容器提供减温喷淋水。

⑦ 低压缸喷淋系统和汽轮机轴封系统管道已吹扫干净, 系统调试全部结束, 系统报警及连锁动作正常, 为凝汽器抽真空和汽轮机冲转奠定基础。

⑧ 汽水分离再热器 MSR 本体疏水系统具备运行条件, 保证了高压缸排汽中的水分在 MSR 中被分离出来后, 能够及时地排至凝汽器。

⑨ 主蒸汽系统及汽轮机本体疏水系统调试全部完成, 两个系统的所有疏水阀调节正常。

⑩ 为防止汽轮机主蒸汽旁排系统误动作而导致非核蒸汽汽量不够, 不能完成此次试验, 试验前应将主蒸汽旁排系统中的旁排阀前的手动隔离阀关闭。

⑪ 循环水冷却系统正常投运, 凝汽器的真空在允许汽轮机冲转的限值范围内。

⑫ 辅助冷却水系统和闭式循环冷却水系统均调试完毕, 保证向汽轮发电机及其辅助系统提供冷却水源。

⑬ 给水除氧器系统是否投运应根据机组设计的启动给水方式, 对于设计有启动给水系统的机组, 除氧器应处于辅助蒸汽供气定压运行状态, 用启动给水泵供蒸发器给水。对于用应急辅助给水作为启动给水的机组, 辅助给水箱应制备足够的除盐除氧水, 通过辅助给水泵提供蒸发器。

⑭ 在汽轮机冲转前, 将蒸汽发生器的水位补至高限位置, 以减轻冲转过程中辅助给水系统的给水负担。

⑮ 与试验有关的保护与连锁信号应作临时变更, 连锁主蒸汽管道自动隔离信号、闭锁核岛引起的跳机信号 (停堆停机信号、ATWT、安注信号、蒸发器水位高高)、闭锁电动和汽动辅助 (启动) 给水自动启动信号。

2) 试验实施。机组的非核冲转试验分作四步进行: 各个转速平台设定应根据机组各部分的临界转速而确定, 转速平台应避免临界转速。

① 摩擦检查。汽轮机首次非核冲转一般采用“操作人员自动”方式, 由高压缸调节汽阀来控制汽轮机的转速。

主控室操纵员按汽轮机“复位”按钮 (此前汽轮机就地已挂闸), 并在 DEH 画面上设定汽轮机的目标转速和升速率后, 按下“GO”按钮, 汽轮机开始升速。盘车齿轮自动脱开且电机停运。现场检查下列项目:

高压缸上、下缸壁温差。

汽轮机各轴瓦的振动和温度。

各轴承回油温度。

各辅助系统的各项运行参数。

汽能力。

二回路的系统试验已经结束，各系统均可以投入运行。

汽轮机首次非核蒸汽冲转试验发现的缺陷已处理完毕。

调节系统的静态试验已经结束，热工、电气保护系统功能正常。

6.3.4.2 分系统启动

图 4.1-51 为汽轮机冲转前分系统启动流程图；

确认各系统运行正常，反应堆功率提升到允许并网功率，汽轮机主汽门前蒸汽压力在并网前额定压力，其他辅助系统参数在允许范围内，大轴偏心度、汽缸上下缸温差均在合格范围内。

6.3.4.3 汽轮机冲转

根据机组汽轮机类型的不同决定不同的升速方案，以下以泰山二期为例，描述冲转过程。

第一次升速试验：设定目标转速为 600r/min，升速率为 50r/min，200r/min 时就地手动打闸停机，惰走过程中进行摩擦检查无异常。

第二次升速试验：检查完毕，确认机组正常，重新复置汽轮机，设定目标转速为 600r/min，升速率为 100r/min²，转速为 200r/min 时确认顶轴油泵自动停止，转速为 600r/min 时确认低压缸末级叶片喷淋自动投入。在 600r/min 下暖机 15min，并进行危急遮断在线试验。

第三次升速试验：设定目标转速为 1100r/min，升速率为 150r/min²，升速过程中检查发电机第一临界转速时的机组振动情况，在 1100r/min 下暖机 30min，并进行 OPC 模拟动作试验。

第四次升速试验：设定目标转速为 3000r/min，升速率为 150r/min²，检查机组各临界转速、振动、轴承温度、差胀、轴向位移等参数无异常，在 2700r/min 以上，检查主油泵工作正常，停止交流润滑油泵及高压密封备用油泵。定速后，进行“操作人员自动”与“汽轮机手动”控制模式切换试验。

6.3.4.4 机组空载下进行的试验

(1) OPC 电磁阀动作试验。

有两路电磁阀用于控制 OPC 总管油压，在机组没有到达 OPC 动作转速下，可通过 DEH 的“操作员自动”方式，将超速保护钥匙放试验位置，按 OPC 电磁阀试验按钮进行 OPC 试验。OPC 动作后应检查主调门和再热调门是否关闭。抽汽止回阀是否关闭；OPC 恢复后应检查主调门和再热调门是否自动开启。抽汽止回阀供汽汽源恢复。

(2) 危急遮断装置注油试验。

机组在 3000r/min 稳定运行，将危急遮断器试验手柄扳至试验位置，缓慢开启注油门，测量飞锤动作时油压。

(3) 超速保护装置动作试验。

汽轮机超速保护试验包括：① OPC 实际动作试验；② 汽轮机机械超速保护装置动作试验；③ 汽轮机电气超速保护装置动作试验。

试验是在机组带 10% P_n 运行 4h，与电网解列以后进行，此前 OPC 电磁阀动作试验、危急遮断装置注油试验与就地手动脱扣均动作正常。

机组在 3000r/min 稳定运行，设定目标转速 3100r/min，升速率 50r/min²。进行 OPC 动作试验，3090r/min 时 OPC 动作，汽轮机转速下降，OPC 动作恢复。重新设定目标转速 3000r/min，机组最终维持转速在 3000r/min。闭锁 OPC 动作，机组继续升速进行电超速保护动作试验，3300r/min 时，电超速保护应动作，机械超速动作值应略高于电超速设定值。

超速试验一般进行两次，结果偏差不能超过允许值。

(4) 汽轮机惰走试验。

机组在 3000r/min 时打闸停机，惰走下降到零转速投盘车，记录惰转时间、凝汽器真空值、惰转过程曲线，该曲线可为以后机组停运作参考。

惰转过程中应关注机组动静部分有无碰磨，抽汽止回门、进汽门关闭是否严密。

(5) 汽轮发电机组空载和并网试验。

机组在 3000r/min 时，合上励磁开关，缓慢调节励磁，当电压升到额定电压并满足同步条件后，利用自动同期装置

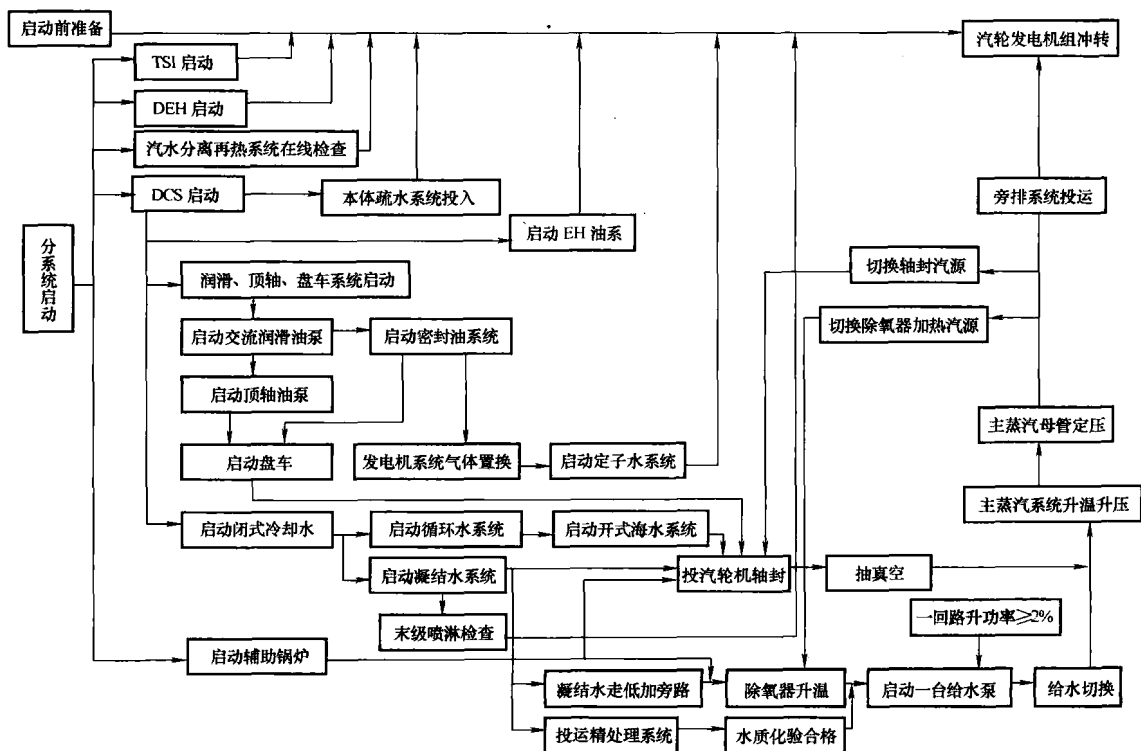


图 4.1-51 汽轮机冲转前分系统启动流程

并网,也可以手动并网,并网后,汽轮机负荷迅速升至厂用电负荷,然后设定目标负荷和升速率,自动提升负荷。

6.3.4.5 机组升功率过程中进行的试验

(1) 主给水调节阀与旁路调节阀切换试验。

每台蒸汽发生器主水管路上设计有一个主调节阀和一个旁路调节阀。核功率上升到一定值时,蒸汽发生器给水由辅助给水切换至主给水,此时蒸发器水位由旁路调节阀控制,控制模式为单冲量控制。当功率上升到切换定值时,主给水调节阀开始开启,给水调节由旁路调节阀改为主阀与旁路阀共同调节,控制模式为三冲量调节。

试验须验证旁路调节阀与主给水调节阀能否按设计要求进行切换,且切换过程中不会对蒸汽发生器水位产生大的扰动。

(2) 主给水泵的并列运行及切换试验。

根据系统设计的差异,给水泵设计有采用两用一备的形式,也有四用一备的形式,主给水泵的并列运行试验是为了验证工作泵运行特性的一致性,给水泵切换试验是为了验证备用泵与工作泵切换过程中对给水系统的干扰是否可以接受。

试验前应为满负荷运行状况下的给水泵运行台数,记录各台工作泵的相关参数,如功率、流量、扬程。模拟一台工作泵故障信号使该泵跳闸,备用泵连锁启动,并迅速达到与工作泵一致的转速和扬程,直到稳定运行,记录各台泵相关参数及给水流量、蒸发器水位等参数变化曲线。

(3) 高压加热器解列试验。

机组回热系统一般包括低加、除氧器、高加,高压加热系统一般分为两列、大旁路设计;单列高压加热器解列时,影响机组运行的因素有:

- 1) 主给水温度降低。
- 2) MSR 疏水直接排凝汽器,造成凝结水量增加。
- 3) 机组热效率下降,堆功率增加。
- 4) 低压缸进汽量增加。

这些因素都会威胁机组的安全运行,所以必须验证高加解列时机组自动调节的能力。满功率运行状态下,高加解列时机组降负荷一般通过超功率保护来控制,解列后给水温度下降会引起核功率增加,当核功率超过设定值时,控制棒禁止提升,同时发出汽轮机降功率信号,汽轮机开始降负荷直到新的一、二回路热力平衡点。

(4) 汽水分离再热器性能试验。

性能试验的目的是按程序投运汽水分离再热器,验证其性能是否满足设计要求,并分别对一列 MSR 一、二级再热器进行单独解列试验,为机组以后的运行提供参考依据。

再热器解列主要影响低压缸的进汽过热度,所以一般不允许同一侧的一、二级再热器同时解列,以免造成低压缸进汽湿度过大。

(5) 真空系统严密性试验。

在机组 80% P_n 功率水平时,进行真空系统严密性能试验。严密性能试验的合格标准是真空下降速度小于 0.4kPa/min,优秀标准是真空下降速度小于 0.2kPa/min。

真空严密性试验的方法是关闭凝汽器抽空气门,记录 5min 的真空变化值,取后 3min 的平均值作为试验结果。

试验结果的好差表明凝汽器真空边界的严密与否。

(6) 凝汽器半侧解列试验。

核电机组凝汽器海水侧通常设计为左右两半,两侧分别由不同循环水泵供水以避免一台循泵跳闸引起整台凝汽器不可用,机组停机。

凝汽器半侧解列试验分为单个凝汽器单侧解列与停运一

台循泵全部凝汽器同时半侧解列,主要目的是确定机组在该特殊工况下的带负荷能力。

单个凝汽器解列在 90% P_n 下进行,关闭一个凝汽器的半侧抽空气阀,隔离其循环水进口阀,观察凝汽器真空变化情况,监视汽机监测系统(TSI)机组运行参数。缓慢升功率至 100% P_n ,观察凝汽器真空及堆功率与正常时运行时的比值。

试验的结果须对海水温度进行修正,试验时的海水温度应修正到设计最高海水温度下,从而确定在单个凝汽器单侧解列下可能的真空变化,以确定满负荷工况下单个凝汽器单侧解列最为保守的限制负荷。

三台凝汽器半侧解列在 50% P_n 时进行,关闭解列侧的抽空气门,停掉对应的循环水泵。检查凝汽器真空变化情况。监视汽机监测系统(TSI)机组运行参数。逐渐升负荷,直到真空出现下降。记录该功率值。同样考虑到试验时海水温度偏低的原因,须对海水温度进行修正,以确定满负荷工况下所有凝汽器单侧解列最为保守的汽机限制负荷。

6.4 汽轮发电机组热力性能试验

6.4.1 试验的目的

机组热力性能考核试验的目的是验证机组最大保证工况下的实际出力及实际热耗率能否达到制造厂的设计保证值,并通过对各功率平台上的机组性能测定,为电厂提供各项经济性指标,为机组的经济、稳定运行和优化改造提供必要的参考数据。

6.4.2 试验的项目

机组最大保证工况下的热耗率试验。

机组最大保证工况下的出力试验。

机组最大保证工况下的热效率试验。

机组额定负荷的 50%、75%、100%性能试验。

NSSS(核蒸汽供应系统)额定热功率输出试验。

6.4.3 试验方法

热力性能试验的依据是美国机械工程师学会性能试验规程 PTC 6.1—1980,该规程的特点是主流量测量位置在高压加热器出口给水段,与全精度试验相比可以大大减少测点数目从而减少试验成本,同时又能保证试验的精度。在试验过程中使运行工况尽可能接近设计工况,通过测取相应的运行参数,得到机组运行工况下的实际出力及热耗率。根据厂家提供的机组出力和热耗率修正曲线,对测试结果进行修正,修正后的数据即实际的机组保证出力和保证热耗率。

6.4.3.1 计算方法

热耗率(HR)的基本定义为

$$HR = W_1(H_1 - H_{11})/P_g \quad [kJ/(kW \cdot h)]$$

(4.1-19)

式中: W_1 为进入蒸汽发生器的给水流量, kg/h; H_1 为进入汽轮机的主蒸汽焓, kJ/kg; H_{11} 为离开给水系统的给水焓, kJ/kg; P_g 为发电机轴端功率, kW。

机组试验工况主蒸汽流量为

$$G_m = W_1 - X_s \quad (4.1-20)$$

式中: X_s 为系统不明泄漏量, kg/h。

机组试验工况热耗率(HR_s)为

$$HR_s = (G_m H_1 - W_1 H_{11})/P_{gs} \quad [kJ/(kW \cdot h)]$$

式中: P_{gs} 为发电机轴端电功率(试验值)。

6.4.3.2 试验时的运行方式及运行参数

(1) 试验前系统参数。

在试验开始之前,所有影响试验结果的运行参数都尽可能

调整到接近设计值,并且在试验过程中保持稳定。表 4.1-26 为主要运行参数的允许偏差及波动范围。

表 4.1-26 主要运行参数的允许偏差及波动范围

序号	参数名称	参数允许偏差	参数允许波动
1	主蒸汽压力	绝对压力的 3%	(-34.5~34.5) kPa
2	主蒸汽湿度	-0.5%~0.5%	-0.1%~0.1%
3	主流量 (高频波动)	不作规定	差压的 1%
4	主流量 (低频波动)	不作规定	差压的 4%
5	汽水分离器压降	-5.0%~5.0%	
6	抽汽压力	-5.0%~5.0%	
7	末级加热器出水温度	6℃	
8	排汽压力	(-0.34~0.34) kPa	绝对压力的 1%
9	出力	-5.0%~5.0%	-0.25%~0.25%
10	电压	-5.0%~5.0%	
11	功率因数	不作规定	(-0.1~0.1) kPa
12	转速	-5.0%~5.0%	-0.25%~0.25%

(2) 试验时的运行方式。

为保证试验的精确性,在运行中需要保证以下几点:

1) 保证热力系统对外隔离的严密性:系统无明显的漏水、漏汽,保温良好;隔离主蒸汽至蒸汽转换器的加热蒸汽;关闭除氧器的大气排放阀;关闭凝汽器补水阀。

2) 保证热力系统内部隔离的严密性:给水回热系统的紧急疏水门、给水旁路门关闭严密;隔离蒸汽发生器排污;关闭主蒸汽管道上的疏水阀。

(3) 试验实施。

试验开始前,机组至少应稳定运行 1h,试验分预备、正式、重复试验三个步骤进行。

1) 预备性试验:在机组稳定以后,对数据进行初次采样,主要验证仪表通道、数据采集仪器是否工作正常,机组条件是否满足试验要求。

2) 正式试验:在预备性试验合格后,重新采集数据,时间为 2h,每 5min 采集 1 次。

3) 重复试验:选择合适的时机对该试验进行重复测试,以避免试验过程中的偶然因素影响。

试验过程中,如出现危及机组安全运行的情况,应立即停止试验;试验完毕,尽快恢复系统正常运行。

4) 试验数据的整理:为保证试验数据的可靠性,试验结束后,应对试验结果进行审查与比较,去除掉可疑数据。

(4) 结果的修正。

因为实际运行工况不可能与设计工况完全一致,所以必须对试验结果进行修正。修正按照制造厂家提供的修正曲线进行,一般分为系统修正与参数修正。

1) 系统修正包括:给水加热器的疏水端差;给水加热器的给水端差;抽汽管道的压损;给水泵的焓升;凝结水的过冷度;补水量;一级再热器端差;二级再热器端差。

2) 参数修正包括:主蒸汽压力(温度);再热蒸汽温度、压力;排汽压力;主蒸汽湿度。

(5) 试验结果的不确定度分析。

试验结果的误差取决于以下几个方面:仪表本身的精度;仪表测量条件的影响;系统隔离不严的影响。

试验结果总的不确定度取决于被测参数测量误差的综合结果。

6.4.3.3 结论分析

对最终的计算结果进行分析,找出影响机组出力的主要原因并采取改进措施,如果是因为制造厂的设计或设备制造原因引起的出力无法达到设计值,且缺陷不可弥补,则该计算结果作为索赔的依据。

6.5 168h 满功率运行考核

汽轮发电机组移交商业运行以前,必须经过 168h 满负荷运行考验,以验证机组连续稳定满功率运行的能力,该试验要求在 168h 内每 4h 一次定期记录机组各系统相关参数并进行分析和必要的调整,参数将作为核电厂运行的原始参数。

7 安全壳整体密封性试验

安全壳为带钢衬里的预应力混凝土结构,由预应力钢筋混凝土的筒壁、穹顶及钢筋混凝土的底板来承受压力,同时密封性由金属钢衬里来保证。预应力由水平方向两端张紧的预应力钢索,垂直方向的预应力钢索,穹顶两端张紧的预应力钢索来实现。筒壁开孔装贯穿件和闸门等以便人员进出和使装在安全壳内外的系统相连。表 4.1-27 是某核电厂安全壳的重要参数。

表 4.1-27 某核电厂安全壳主要设计参数

安全壳设计压力	0.35MPa (表压)
安全壳设计温度	136℃
安全壳内径	37m
安全壳内高	60.3m
筒体壁厚	900mm
穹顶厚	800mm
筒体衬里厚	6mm
穹顶衬里厚	6mm
底板衬里厚	6mm
安全壳内容积	50 637m ³
安全壳型式	带密封钢衬里的预应力混凝土结构,外形为带圆穹顶的圆柱体
泄漏率的安全准则 F_a	在 LOCA 工况下,每 24h 泄漏量不大于安全壳内气体总质量的 0.3%

安全壳作为核电厂的第三道安全屏障,在正常运行时及失水事故(LOCA)造成的温度和压力下,均应保证具有规定的密封性并具备承受失水事故压力的结构抗力。根据《核电厂定期试验监督大纲》及《压水堆核电厂土建设计和建造规则》的要求,在核电厂运行寿期内,反应堆第一次或第二次停堆换料时进行安全壳的整体密封性试验,以后每隔 10 年进行一次。在进行安全壳整体密封性试验的同时,对安全壳的整体结构性能进行检测。

7.1 试验目的

安全壳作为核电厂的第三道安全屏障,在正常运行时及在假想事故造成的温度与压力下,均应保证具有规定的密封性。

为保证核电厂的可靠运行,保证环境和公众安全,必须控制放射性物质的逸出,所以要采用经认可的方法进行密封性试验。

该试验的目的是检验安全壳在密封性方面设计和建造的质量,评价失水事故时出现泄漏的风险,通过试验查找出泄漏的部位,进行必要的维修,以确保在正常运行和事故情况下,安全壳的泄漏率在规定的允许限值之内。

7.2 试验依据

HAF102《核电厂设计安全规定》

HAF0212《核电厂安全壳系统设计》

RCC-G《压水堆核电厂土建设和建造规则》

10CFR50 附录J《水冷动力堆一回路反应堆安全壳泄漏试验》

ANSI/ANS-56.8-1987《安全壳系统泄漏试验要求》

7.3 试验分类和总的要求

7.3.1 试验对象

(1) A类试验。对安全壳压力边界整体加压进行的整体密封性试验。

(2) B类试验。对构成安全壳边界的密封部件(如电气贯穿件、人员闸门和设备闸门等)加压进行的局部试验。

(3) C类试验。对安全壳隔离阀加压进行的局部试验。

7.3.2 反应堆运行不同阶段分类

(1) 运行前试验(验收试验)。安全壳竣工后,运行前进行的试验。

(2) 定期试验。反应堆运行后,在一定时间内进行的试验。

7.3.3 总的要求

压水堆核电厂安全壳应承受因设计基准事故产生的内压,因此必须具有足够的强度和密封性。用密封性试验来检测安全壳的泄漏率,密封性试验结果应满足验收准则要求。

(1) 应制定包括A、B和C类试验在内的安全壳压力边界密封性试验大纲和实施细则。

(2) 在反应堆安全壳建造完工(包括贯穿反应堆安全壳压力边界的机械、电气和仪表系统的所有设备和零部件安装完成)之后和在反应堆运行之前应遵照HAF 0212的规定,对反应堆安全壳进行运行前密封性试验,在反应堆运行后定期进行密封性试验。

(3) 对可能影响安全壳完整性的改进、部件更换、修理和调整,应进行A、B或C类试验,以证实改变了的部件能满足泄漏率要求。

7.4 隔离阀密封性试验(C类试验)

这些试验涉及位于安全壳两侧除主蒸汽系统、给水控制系统、辅助给水系统和蒸汽发生器排污系统隔离阀以外的所有贯穿件隔离阀。

二次系统的密封性在蒸汽发生器二次侧水压试验时进行检查。

试验介质采用空气或水,试验方法是相同的,只不过采用的试验设备不同。验收准则与试验所用介质有关,试验介质是以空气作为试验介质。

要尽可能从安全壳内向外验证隔离阀的密封性,对每个隔离阀施加等于安全壳设计压力($p_c = 0.35\text{MPa}$ 表压)的压差,采用下列方法之一来确定其泄漏率:

7.4.1 直接测量泄漏率

直接测量泄漏率示意图4.1-52。

(1) 初始状态。

1) 阀门V1、V2、V3被关闭。

2) 阀门 t_1 、 t_2 打开。

3) 测量仪表及加压装置连接到阀门 t_1 上。

4) 流量计连接到 t_2 上。

(2) 操作规程。

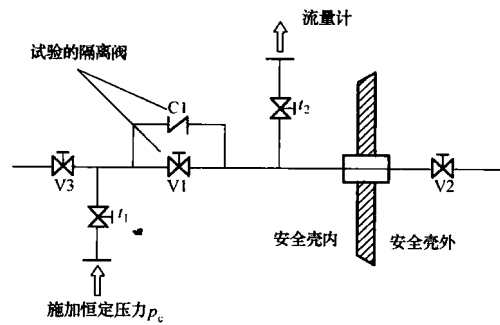


图 4.1-52 直接测量泄漏率示意

1) 将V1和V3之间的管线加压到 p_c ,阀门 t_1 保持打开状态并维持阀门V1和V3之间恒定压力 p_c 。

2) 通过流量计测量阀门V1和C1的泄漏率,试验持续时间为30min到2h。

该试验方法可用于单独一个止回阀或一个阀门。

7.4.2 压降损失计算泄漏率

7.4.2.1 方法A

如图4.1-53所示,该法用于验证V2的泄漏率。

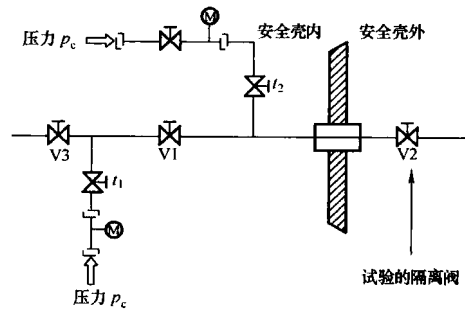


图 4.1-53 压降损失计算泄漏率(方法A)

(1) 初始状态。

1) 阀门V1、V2、V3关闭。

2) 阀门 t_1 、 t_2 打开。

3) 测量仪表和加压装置,连接到 t_2 和 t_1 上。

(2) 操作规程。

1) 将阀门V1和V3之间的管路加压到 p_c ,然后关闭阀门 t_1 。

2) 将阀门V1和V2之间的管路加压到 p_c 。

3) 记录初始和最终的温度及压力值(试验持续时间按后面的方法计算)。

7.4.2.2 方法B(见图4.1-54)

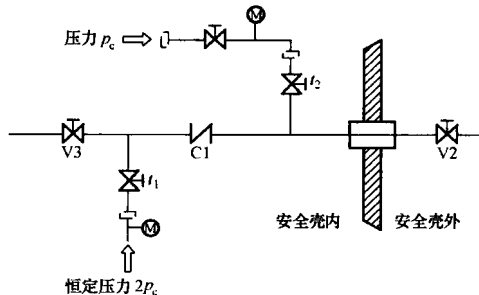


图 4.1-54 压降损失计算泄漏率(方法B)

(1) 初始状态。

1) 阀门C1的泄漏率已用前述直接测量泄漏率方法测出。

2) 关闭阀门V3和V2。

因此 $F_c = 0.729F_a$ 。

在整体泄漏率上考虑由测量仪表产生的误差 ΔF_m ，如测得的泄漏率 F_m 满足下述条件，则整体试验被认为可以接受。

$F_m + \Delta F_m < 0.75F_c$ ，其中 0.75 为安全壳自然老化系数。

即： $F_m + \Delta F_m < 0.164\%$ （安全壳内气体质量/24h）。

根据上面的验收准则进一步可得出：

试验泄漏的质量流量：

$$Q_m + \Delta Q_m < 450 \text{ kg/24h (18.7 kg/h)}$$

试验泄漏的体积流量（标况下）：

$$Q'_m + \Delta Q'_m < 348 \text{ m}^3/24\text{h (14.5 m}^3/\text{h)}$$

7.6.2 试验原理及数据处理分析方法

7.6.2.1 试验原理

采用“绝对”法测定密封性，测量包容在安全壳内干空气压力变化，利用平均温度和相对湿度的变化来修正压力变化，绝对法采用理想气体定律，即

$$\frac{(p - p_v)V}{RT} = M \quad (4.1-25)$$

式中： M 为安全壳内干空气质量，kg； p 为安全壳内总压力，MPa； p_v 为安全壳内水蒸气平均分压力，MPa； V 为安全壳内净容积， m^3 ； R 为理想气体常数，对于空气 $R = 287.14 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ 。

由上式可得出

$$\frac{\Delta M}{M_0} = \frac{\Delta(p - p_v)}{(p - p_v)_0} + \frac{\Delta V}{V_0} - \frac{\Delta T}{T_0} \quad (4.1-26)$$

式中： $\frac{\Delta V}{V_0}$ 通常可以忽略不计。

因此上式可变化为

$$\frac{\Delta M}{M_0} = \frac{\Delta p}{(p - p_v)_0} - \frac{\Delta p_v}{(p - p_v)_0} - \frac{\Delta T}{T_0} \quad (4.1-27)$$

上式表明，每个测量值对泄漏率的计算有直接影响。因

此，绘制每个试验阶段的 $\frac{\Delta p}{(p - p_v)_0}$ ， $\frac{\Delta p_v}{(p - p_v)_0}$ ， $\frac{\Delta T}{T_0}$ 和 $\frac{\Delta M}{M_0}$ 随时间变化趋势，以利于泄漏率的分析 and 预测。

7.6.2.2 数据采集和处理分析方法

由于安全壳内被分成许多房间，安全壳内的温度、湿度等是不均匀的，所以要用许多传感器进行测量，每个传感器的测量值为其被分配的容积的代表值。将这些测量值进行加权平均，计算出平均温度和平均水蒸气分压。

这种方法在于测量包容在安全壳内空气的压力变化和平均温度的变化，干空气的压力等于安全壳内总的绝对压力 p 减去水蒸气的分压力 p_v ，水蒸气分压力 p_v 通过测定局部湿度经加权计算获得。

(1) 数据采集。

泄漏率测量系统在试验过程中主要采集三方面数据：压力、温度和相对湿度，其中包括安全壳内、测量室内和安全壳外大气环境的这些物理量。

(2) 数据处理。

1) 泄漏率 (F_m) 计算。

① 平均压力计算。第 i 个采样周期所得的平均压力为

$$p_i = (p_1 + p_2)/2 \quad (4.1-28)$$

式中： p_1 为第 1 个压力传感器的第 i 组数据； p_2 为第 2 个压

力传感器的第 i 组数据。

② 平均温度计算。先将所测电阻值转变成温度，

$$T_{ij} = a_0 + a_1 R_{ij} + a_2 R_{ij}^2 + a_3 R_{ij}^3 \quad (4.1-29)$$

式中： $a_0 \sim a_3$ 为标定系数； R_{ij} 为第 j 个温度传感器的第 i 组电阻值； T_{ij} 为第 j 个温度传感器的第 i 组温度值。

第 i 个采样周期的平均温度为

$$T_i = \frac{V}{\sum_j \frac{V_j}{T_{ij}}} \quad (4.1-30)$$

式中： T_{ij} 为第 j 个温度传感器的第 i 组温度值； V_j 为分配给第 j 个温度传感器的容积； V 为安全壳自由容积； n 为温度传感器总数。

③ 平均水蒸气分压计算。先将所测相对湿度转变成水蒸气分压

$$p_{vij} = AH_{ij} \times 10^{[B \cdot T_{ij}/(T_{ij} + C)]} \quad (4.1-31)$$

式中： p_{vij} 为第 j 个湿度传感器的第 i 组水蒸气分压值，MPa； H_{ij} 为第 j 个湿度传感器测得的第 i 组相对湿度值，%RH； T_{ij} 为第 j 个湿度传感器测得的第 i 组温度值， $^{\circ}\text{C}$ 。

A 、 B 和 C 均为常数。

第 i 个采样周期的平均水蒸气分压为

$$p_{vi} = \sum_j \frac{p_{vij} V_j}{V} \quad (4.1-32)$$

式中： p_{vij} 为第 j 个湿度传感器的第 i 组水蒸气分压值； V_j 为分配给第 j 个湿度传感器的容积； V 为安全壳自由容积； k 为湿度传感器总数。

④ 泄漏率计算。在整个试验过程中测试按 15min 间隔采集一次压力、温度、相对湿度数据。在试验工况下安全壳的平均泄漏率由下述方法确定：

根据 $\frac{\Delta M}{M_0} = \frac{\Delta p}{(p - p_v)_0} - \frac{\Delta p_v}{(p - p_v)_0} - \frac{\Delta T}{T_0}$ ，对每组瞬时

测量值，计算初始时刻和测试时刻之间有关质量变化的 $\frac{\Delta M}{M_0}$

值。泄漏率用直线回归法计算获得，即为 $\frac{\Delta M}{M_0} - t$ 值的图中

最小二乘法的直线的斜率。从 $\frac{\Delta M}{M_0} - t$ 曲线得斜率 $L = \frac{\frac{\Delta M}{M_0}}{\Delta t}$

(%/d)， $\frac{\Delta M}{M_0} - t$ 的斜率 L 就是泄漏率（每天泄漏相对量）。

由泄漏率 L 可计算泄漏的体积流量为

$$Q = \frac{L \times 273.15V(p - p_v)_0}{24 \times 0.1035T_0} \quad (4.1-33)$$

2) 测量泄漏率不确定度 (ΔF_m)。

测定泄漏率不确定度 ΔF_m 根据国际标准化组织 (ISO) 等 7 个国际组织颁布的《测定不确定度表示指南》(GUM) 和我国的 JJF 1059—1999《测量不确定度评定与表示》进行评估。充分估计测量的扩展不确定度（置信度为 95%）。

分析各测量阶段每一个传感器的工况，以保证其正确运行。传感器的可疑变化将导致其从泄漏率分析中被剔除。对于温度和湿度传感器，应将分配给被剔除传感器的容积转移给相邻的或均摊给其他的同类传感器。对于压力测量，剔除一个传感器意味着只考虑另一个传感器测量的数据。对于系统误差应做出估计，然后做出相应的修正。如果测量次数足够多，可用统计分析方法对其随机误差进行计算。

7.6.3 整体试验前的准备

(1) 在进行安全壳整体试验之前,完成了下列试验工作,为整体试验创造了条件:

- 1) 安全壳局部泄漏试验(B、C类)且满足验收准则;
- 2) 升压及卸压管路、压力脉冲管路的密封试验以及升、卸压的模拟操作;
- 3) 泄漏率测试系统进行系统试验。

(2) 在防内压措施方面主要采取了下列技术方案,在满足试验要求的前提下保证工艺系统设备及整个电厂的安全:

1) 对安全壳内相关的工艺系统进行疏排水和系统隔离,以使系统状态满足试验要求,并避免了卸压时安全壳内出现跑水现象。

2) 将安全壳内密闭容器(如消防水、疏排水等系统的水箱)、油箱(如主泵油箱、环吊减速箱等)、密闭房间等打开与安全壳内大气相通,不能承受试验压力的有些容器转移出安全壳。

3) 松开厂房内各工艺系统上密封的仪表盖,以避免仪表被压坏。

4) 为预防在试验过程中出现火灾,在配电柜上将安全壳内所有动力电源全部切断,并对安全壳内的易燃易爆物品进行彻底清理。

5) 对安全壳内密闭的接线盒、端子箱等,将其盒盖松开以避免压坏;安全壳内的日光灯管等,全部拆除出安全壳以避免压爆。

6) 对安全壳内的重要设备(如装卸料机、环吊等)的电气、控制元件,采取特殊的保护措施。

(3) 对安全壳边界上的设备及阀门,利用其正常操作方式实施隔离,尽可能模拟事故工况下安全壳边界完整性条件,以提高测试结果的真实性。

7.6.4 试验过程

安全壳整体试验从2001年6月15日开始,6月25日结束。安全壳整体密封试验典型压力曲线见图4.1-59。试验期间实际升压速率为10kPa/h,降压速率为6~8kPa/h。

7.6.5 试验结果

某核电厂试验结果:

(1) B、C类试验结果。

1) C类:安全壳隔离阀的总泄漏率为241.76Nl/h,占安全壳总允许泄漏率的16.7%。

2) B类:所有试验部件的总泄漏率为10.883Nl/h,占安全壳总允许泄漏率的0.1%。

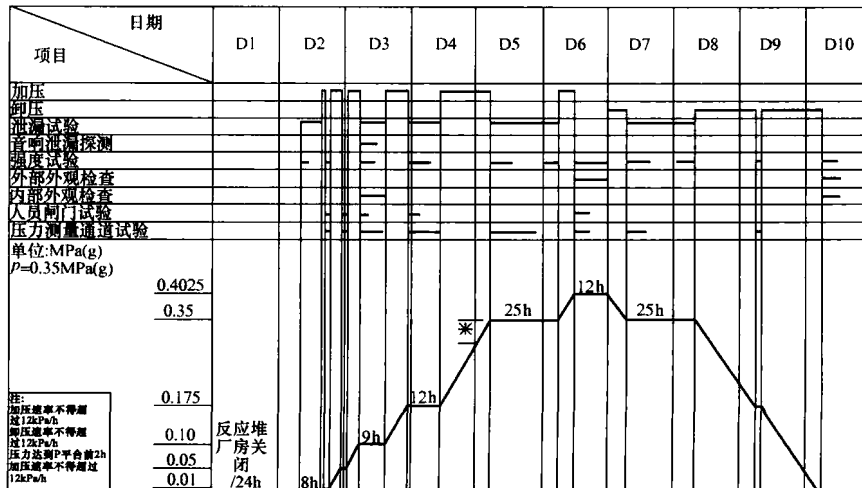


图 4.1-59 安全壳试验典型压力曲线

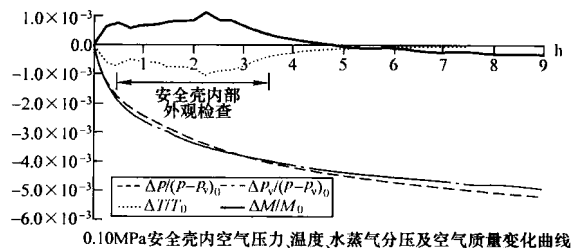
B、C类试验结果均满足验收准则的要求。

(2) 整体泄漏率。

安全壳的整体泄漏率为:0.047%/d,小于安全壳总允许泄漏率0.164%/d,说明安全壳密封性能良好。

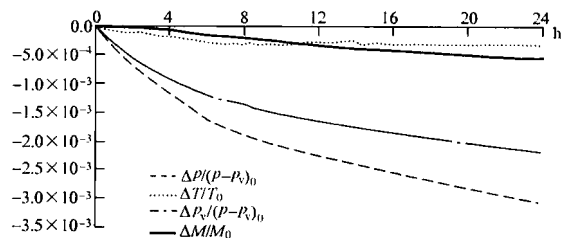
图4.1-60和图4.1-61分别为0.1MPa(g)和0.35MPa(g)测量台阶下

各参数的变化曲线:



0.10MPa安全壳内空气压力、温度、水蒸气分压及空气质量变化曲线

图 4.1-60 0.1MPa 安全壳内空气压力、温度、水蒸气分压及空气质量变化曲线



0.35MPa 压力台阶安全壳内压力、温度、水蒸气分压及空气质量变化曲线

图 4.1-61 0.35MPa 安全壳内空气压力、温度、水蒸气分压及空气质量变化曲线

8 安全壳结构整体性试验

8.1 试验目的

根据 HAF102 第 9 章的要求,通过试验检验安全壳在构造和强度方面承受设计基准事故的能力,验证在设计基准事故时安全壳能够保持结构的完整性。

8.2 引用标准

GB 50152—1992 混凝土结构试验方法标准;

HAF 102 核电厂设计安全规定;

HAD 102/06 核电厂安全壳系统设计;

RCC—G 压水堆核电厂土建设计和建造规则;

EJ/T 1098—1999 压水堆核电厂安全壳结构整体性试验。

8.3 试验依据

8.3.1 原型安全壳

(1) 若被测的安全壳结构,是新的设计或有新的改进,并且未经试验验证,则应定义为原型安全壳。试验至少应包括下列内容:

- 1) 安全壳整体变形测量。
- 2) 混凝土应变测量。
- 3) 温度测量。

- 4) 混凝土裂缝观察。
- 5) 安全壳外观质量检查 (包括安全壳内部和外部)。
- 6) 安全壳内试验压力测量。
- (2) 根据工程要求, 可以选择以下项目:
 - 1) 非预应力钢筋应力测量。
 - 2) 钢束力测量。
 - 3) 现场气象测量。

8.3.2 非原型安全壳

(1) 如果在原型安全壳的试验中, 已经取得了应变、整体变形的测量值, 并且对测量值和预计值作出了比较、评价, 则把这种安全壳在另行建造时定义为非原型安全壳。其试验内容至少应包括以下内容:

- 1) 安全壳整体变形测量。
- 2) 温度测量。
- 3) 混凝土裂缝观测。
- 4) 安全壳外观质量检查。
- 5) 安全壳内试验压力测量。
- (2) 根据工程要求, 可以选择以下项目:
 - 1) 混凝土应变测量。
 - 2) 非预应力钢筋应力测量。
 - 3) 钢束力测量。
 - 4) 现场气象测量。

8.3.3 安全壳整体变形测量

(1) 分类。

整体变形分为安全壳水平方向直径的变化 (径向变化) 和安全壳高度变化两种。

其测点可以布置在壳内或壳外。铅垂线法把测点布置在壳外, 张线法在壳内布置位移计。通常采用铅垂线法。

(2) 铅垂线法。

铅垂线法测量系统由铅垂线、上锚点、套管、保护箱、读数盘、重锤和阻尼器等构成。

该系统用于径向 (即安全壳直径变化) 整体变形测量时, 铅垂线应使用不锈钢丝, 读数盘可用极坐标游标卡尺装置读数, 当精度要求较高时, 建议采用光学工具显微镜取代极坐标卡尺。

该系统用于安全壳高度变化 (即环梁或筒体上部的高度变化) 整体变形测量时, 考虑温度对铅垂线的影响, 应选用温度线膨胀系数小的丝材。同时, 读数装置也宜用深度游标卡尺。

径向变化整体变形测量, 沿安全壳筒壁圆周 4 个方位, 避开设备闸门孔和扶壁柱, 间距 90° 左右, 设置铅垂线。在每一方位, 至少取 3 个标高 (大致分别为筒壁高的 $1/4$ 、 $1/2$ 、 $3/4$ 处附近) 布置测点。其中, 中间高度一层测点宜接近理论计算所得之径向变化整体变形产生最大值位置。

高度变化整体变形测量。测点方位与径向变化整体变形测点位置接近, 其标高设在环梁的下方或筒体的上部, 共 4 个测点。

整体变形测量系统的最终相对误差不应大于最大变形测点总变形值的 $\pm 5\%$ 或绝对误差不应大于 0.25mm , 取其大者。

8.3.4 混凝土的应变测量

(1) 测点的组成。混凝土应变测量宜选用埋入式应变计, 布置在安全壳壁厚的内、外排钢筋处, 对某些重要测量部位, 还可以增加壁厚中部测点。每个测点, 一般均按主应力方向已知的平面应力状态布置, 由环向的和竖向的两个应变计组成。

(2) 测点分布。

1) 必须在下列部位设置应变测点:

① 筒壁与基础底板交接处 (有加腋可取 2 个方位, 无加腋可取 4 个方位)。

② 筒壁高度的中间部位 (4 个方位)。

③ 穹顶的顶点部位。

2) 选择部位: 根据受力情况, 决定下列部位是否设置应变测点:

① 基础底板。

② 设备闸门孔周围。

③ 筒壁与扶壁柱交接处。

④ 筒壁、穹顶与换梁交接处。

(3) 最终相对误差应不大于最大应变测点总应变的 $\pm 5\%$ 或绝对误差应不大于 20×10^{-6} , 取其大者。

对于预埋在混凝土内部或安装在混凝土表面的应变计基距, 要大于或等于混凝土粗骨料最大粒径的 5 倍。

应变计安装过程中, 宜监控其输出数值, 使其有较小的零点读数。

8.3.5 非预应力钢筋应力测量

(1) 测量原则。

结构整体性试验进行期间, 如经计算混凝土不会开裂, 可认为钢筋应变数值与混凝土应变相等。若经计算混凝土有裂缝出现, 则应设置钢筋应力测点。

(2) 测点设置。

钢筋预应力测点应参照混凝土应变测点的位置布置。

非预应力钢筋测量可采用钢筋计, 利用焊接方法串接到结构钢筋中, 它可以取得比混凝土应变测量更为满意的结果, 其误差同混凝土应变测量。

8.3.6 钢束力测量

宜在竖向钢束中, 选择比较直的 4 根钢束, 安装测力传感器进行测量。

钢束力测量多用穿心式测力传感器, 其相对误差不应超过被测张拉值的 $\pm 1\%$ 。

8.3.7 温度测量

温度测量数据用于试验设备的温度特性修正和安全壳温度变形及温度应力分析。

温度测点宜参照应变测点的壳壁内布置。在穹顶上表面、筒体上部的外表面, 适当增设温度测点。

温度测量绝对误差应不超过 $\pm 1^\circ\text{C}$ 。

8.3.8 混凝土裂缝观测

(1) 在下列部位, 应设置裂缝观测区:

1) 筒壁的中间高度处。

2) 设备闸门孔周围。

3) 扶壁柱与筒壁交接处。

4) 有外观质量缺陷的表面。

(2) 在加压试验前、试验中、试验后, 对混凝土外表面状态进行检查, 绘出宽度超过 0.25mm 和长度超过 150mm 的裂缝。

观测裂缝宽度的仪表, 其最小分度值不宜大于 0.05mm 。

8.3.9 安全壳外观质量检查

本项目检查范围包括裂缝、蜂窝、麻面、孔洞、表面沾污及缺棱掉角等, 是对安全壳外观的全面检查。对于混凝土受拉区外表面、钢内衬、截面有较大变化处、孔口附近等部位, 要作为重点对象进行检查, 并做好记录。

在加压试验前, 检查壳内、壳内各有关部位的原始状况, 做好记录。试验压力到达设计压力的 1.15 倍时, 检查

壳内部位, 是否有异常现象。试验结束后, 要对照试验前的检查结果检查各部位的变形恢复情况。

8.3.10 壳内试验压力测量

压力传感器的相对误差不应大于试验压力的 $\pm 1\%$ 。压力传感器的量程, 宜在1.5~3倍的最高试验压力之间。

8.3.11 现场气象测量

现场气象测量装置宜安放在安全壳穹顶上部, 测量试验期间风向、风速、温度、相对湿度、阳光直射、阳光散射的数据, 为安全壳的热传导分析、温度影响分析等提供所需的重要数据。

8.4 某核电厂安全壳结构整体性试验

8.4.1 测试原理和方法

考虑LOCA事故条件下高温对安全壳产生的热应力, 按RCC-G规范要求, 安全壳强度试验在1.15倍设计压力, 即 $0.35 \times 1.15 = 0.4025 \text{ MPa}$ (g) 压力下测量。安全壳强度和变形测量还需在许多压力台阶下进行, 其目的是为了验证应力、变形的变化是否在弹性变形范围内。

除检查在受压状态下安全壳钢衬内表面和安全壳混凝土外表面的裂缝外, 还需对下列项目进行测量:

(1) 混凝土结构内部应变测量。

用埋设在穹顶(4个)、筒身中部(20个)、底板(16个)、加腋区(16个)、积水坑(4个)以及设备闸门孔周围(16个)的埋入式应变传感器(温度对应变测量的影响测试系统可以自动进行修正)测量混凝土内部局部应变, 测点布置见图4.1-62和图4.1-63。(* 由于EAU系统在设计时1RX按原型堆考虑, 布置的测点特别多, 本文只给出筒身26m标高应变传感器的布置图及试验分析结果。)

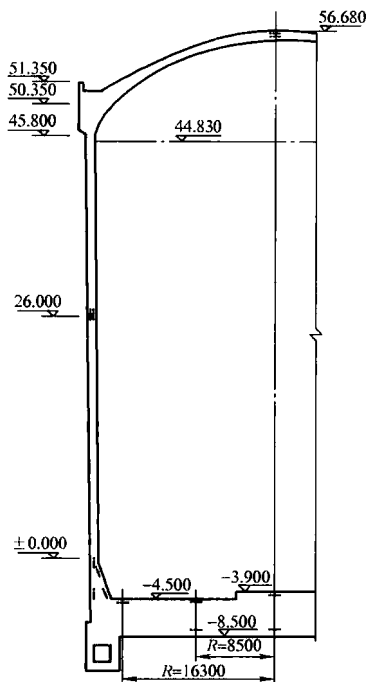


图 4.1-62 应变传感器的整体分布示意

混凝土应变和温度测量由计算机实现数据自动采集、存储和绘图打印。

按照受压容器的力学计算公式:

筒身切向的平均应力

$$\sigma_H = \frac{pdl}{2el} = \frac{pd}{2e} = p \frac{r}{e} \quad (4.1-34)$$

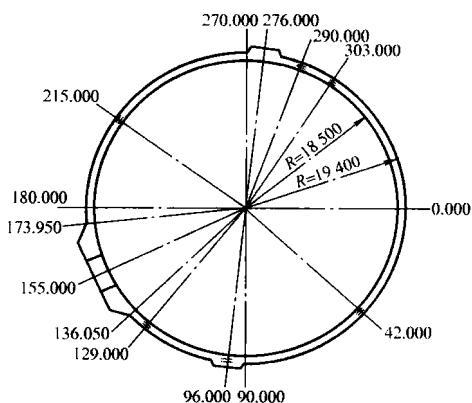


图 4.1-63 筒身中部 (26m) 应变传感器布置示意
筒身垂直方向的平均应力

$$\sigma_v = F/S = \frac{p\pi r^2}{\pi[(r+e)^2 - r^2]} = \frac{pr}{2e} \quad (4.1-35)$$

式中: σ_H 为环向应力, MPa; σ_v 为竖向应力, MPa; p 为试验压力; r 为安全壳筒体内半径; e 为安全壳筒壁厚度。

根据平面应力状态下, 利用如下的应力应变关系式可计算出混凝土结构的弹性模量和泊松比:

$$\epsilon_H = \frac{1}{E} (\sigma_H - \mu \sigma_v) \quad (4.1-36)$$

$$\epsilon_v = \frac{1}{E} (\sigma_v - \mu \sigma_H) \quad (4.1-37)$$

故

$$\epsilon_H = \frac{Pr}{Ee} \left(1 - \frac{\mu}{2}\right) \quad (4.1-38)$$

$$\epsilon_v = \frac{Pr}{Ee} \left(\frac{1}{2} - \mu\right) \quad (4.1-39)$$

式中: ϵ_H 为筒壁平均环向应变; ϵ_v 为筒壁平均竖向应变; E 为弹性模量; μ 为泊松比。

(2) 安全壳结构整体变位测量。

1) 水平变位。使用4组铅垂线系统测量整体变位(径向、切向), 铅垂线测量系统由铅垂线、上端支架、套管、保护箱、读数盘、重锤和阻尼器等构成, 用光学显微镜进行数据测读, 测量点布置见表4.1-29。图4.1-64~图4.1-66为测量原理图。

表 4.1-29 铅垂线测量方法

组号	方位	标高	组号	方位	标高
一组	40.077°	10m	三组	213.660°	42m
	42.466°	26m		215.460°	26m
	43.816°	42m		216.900°	10m
二组	124.938°	42m	四组	301.248°	42m
	128.651°	10m		303.453°	26m
	130.127°	26m		304.803°	10m

2) 筒体竖向整体变位测量。在环梁底部45.8m以下筒体竖向整体变位, 共3个测点, 方位分别为41.27°, 126.79°, 218.20°, 标高45.50m, 从游标卡尺上人工测读。测量原理见图4.1-67。

3) 钢束力测量。选择4根竖向钢束(107号, 17号, 289号, 197号)测量其受压力时钢束张力的变化, 从读数仪上人工测读, 图4.1-68为钢束力测量系统示意。

8.4.2 试验结果与分析

(1) 筒身应变测量。

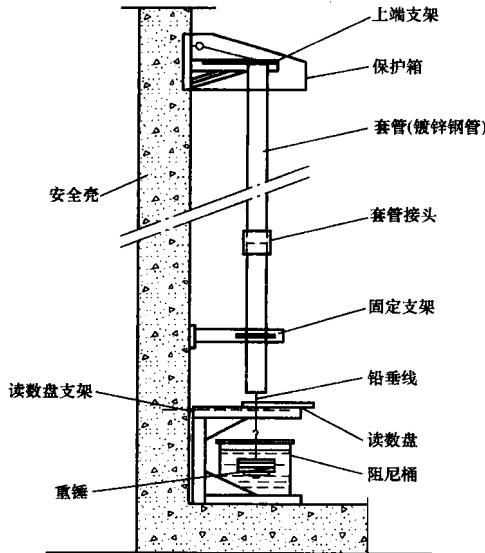


图 4.1-64 铅垂线系统原理图

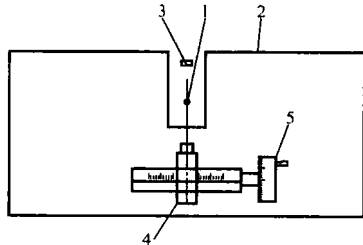


图 4.1-65 切向变位测量原理
1—垂线；2—固定托盘；3—基准点；
4—目镜；5—测微器

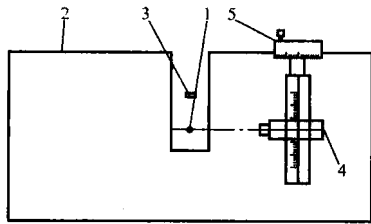


图 4.1-66 径向变位测量原理
1—垂线；2—固定托盘；3—基准点；
4—目镜；5—测微器

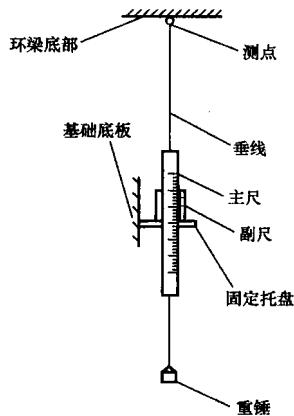


图 4.1-67 筒壁竖向整体变位测量系统

筒身应变测量结果示于表 4.1-30。从测量结果看，在内部压力作用下，筒身向外鼓出，环向和竖向均表现为拉应变，且外侧大于内侧，环向大于竖向。

最大应变发生在 129° 方位，环向最大应变值为 264 $\mu\epsilon$ ，

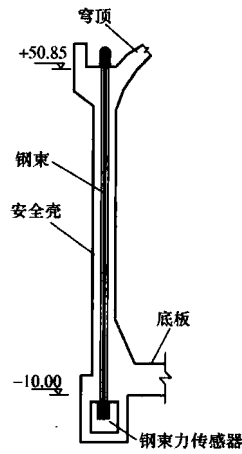


图 4.1-68 钢束力测量系统位置示意

应力为 9.73MPa，竖向最大应变为 118 $\mu\epsilon$ ，应力为 5.78MPa。图 4.1-69 和图 4.1-70 分别为最大环向、竖向应变—压力关系曲线，最大应变未超过应变设计值，且线性程度相当好。

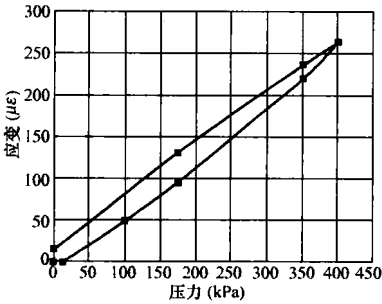


图 4.1-69 最大环向应变—压力关系曲线

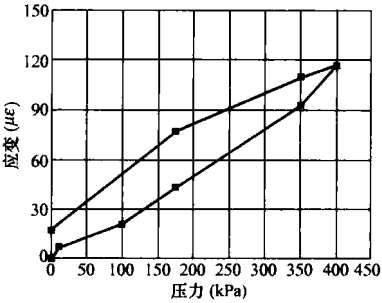


图 4.1-70 最大竖向应变—压力关系曲线

根据最高试验压力作用筒身平均环向应变和竖向应变（不考虑扶壁柱）分别为 208 $\mu\epsilon$ 和 78 $\mu\epsilon$ ，得出 $\mu=0.15$ 、 $\epsilon=3.69 \times 10^4$ MPa，与设计计算值 $\mu=0.2$ 、 $\epsilon=3.25 \times 10^4$ MPa 较接近。

图 4.1-71~图 4.1-80 是筒身中部（26m 标高）5 个方位应变测点的应力值与理论计算值的比较。考虑混凝土即使在弹性阶段也存在塑性变形，而理论计算是将混凝土完全按线弹性来考虑的，可以认为图中实测曲线和理论计算曲线有着较好的吻合。

表 4.1-30 筒壁应变测点测量数据

应变测点		压力 (kPa·g)								
		0	10	100	175	350	402.5	350	175	0
标高	方位	应变 ($\mu\epsilon$)								
26	42	内竖向	0	-1	16	24	41	52	44	25
26	42	内环向	-1	5	64	108	201	237	206	107

续表

压力 (kPa, g)											
		0	10	100	175	350	402.5	350	175	0	
应变测点		应变 ($\mu\epsilon$)									
标高	方位	方向									
26	42	外竖向	0	2	12	26	61	79	69	40	3
26	42	外环向	0	5	42	81	177	214	189	107	14
26	129	内竖向	0	-14	23	48	76	48	34	231	88
26	129	内环向	0	2	38	69	136	152	132	68	0
26	129	外竖向	0	-16	10	30	93	118	110	77	17
26	129	外环向	0	-2	48	95	219	264	236	131	14
26	215	内竖向	1	3	21	36	58	76	64	37	8
26	215	内环向	0	3	51	90	168	201	175	94	10
26	215	外竖向	0	3	9	19	62	79	73	47	14
26	215	外环向	0	13	48	88	198	235	207	112	16
26	290	内竖向	7	28	44	65	77	111	87	32	-7
26	290	内环向	0	0	31	53	109	134	121	73	16
26	290	外竖向	0	5	12	32	78	90	82	49	15
26	290	外环向	1	14	36	77	176	207	189	117	35
26	303	内竖向	2	10	31	45	68	87	72	28	-7
26	303	内环向	0	0	50	83	161	193	171	91	5
26	303	外竖向	0	12	9	30	72	90	81	58	29
26	303	外环向	2	24	22	58	138	166	154	111	54

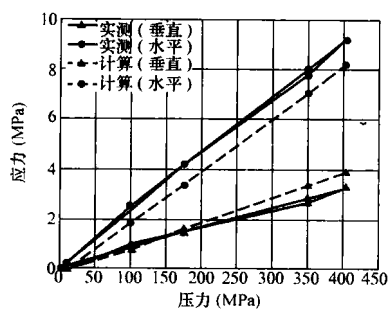


图 4.1-71 42°内侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

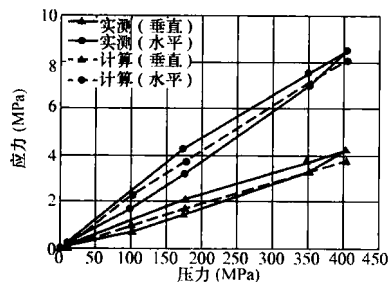


图 4.1-72 42°外侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

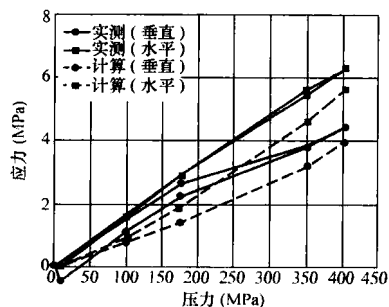


图 4.1-73 129°内侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

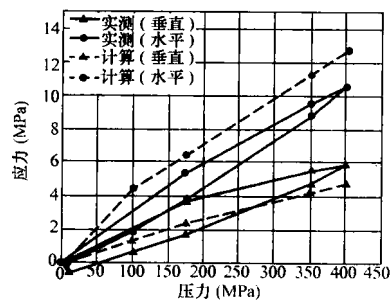


图 4.1-74 129°外侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

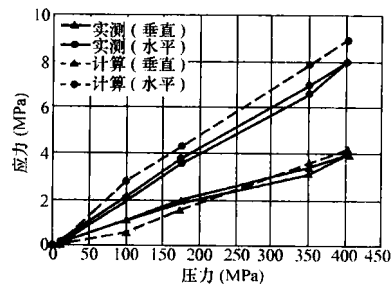


图 4.1-75 215°内侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

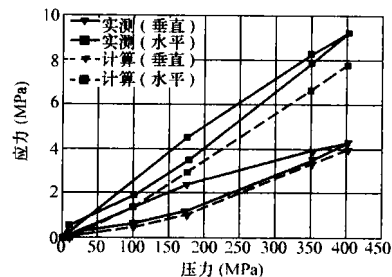


图 4.1-76 215°外侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

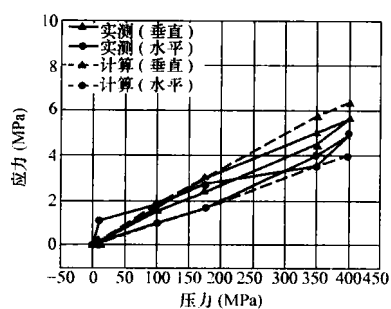


图 4.1-77 290°内侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

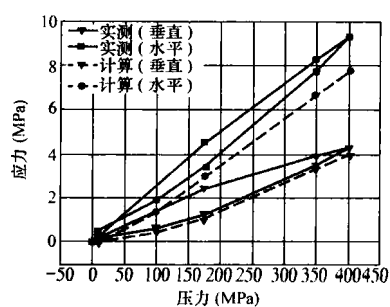


图 4.1-78 290°外侧水平和竖向应变测点应力值和计算值比较

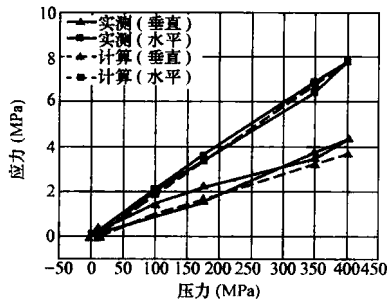


图 4.1-79 303°内侧水平和竖向
应变测点应力值和计算值比较

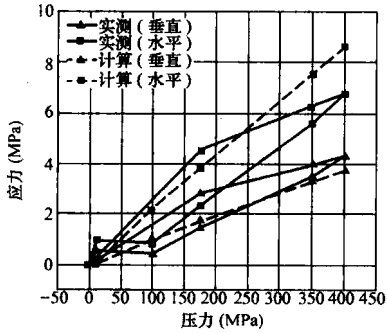


图 4.1-80 303°外侧水平和竖向
应变测点应力值和计算值比较

(2) 筒体变位测量。

水平径向变位测量结果见表 4.1-31, 图 4.1-81、图 4.1-82 为筒体四个方位上不同高度的径向位移。筒体最大半径变位为 8.33mm, 该最大变位仅为设计计算值 (11mm) 的 75.7%, 图 4.1-83 为该点和筒体径向变位—压力曲线, 图 4.1-84 为 26m 标高径向变位示意。

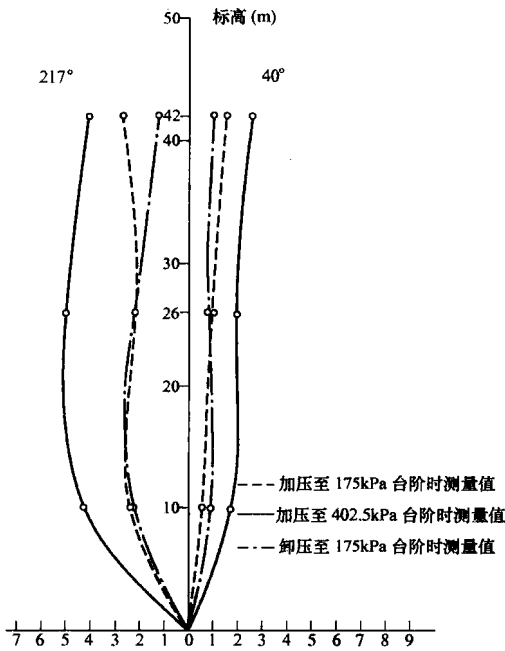


图 4.1-81 压力状态下安全壳筒体
不同标高径向
(217°, 40°) 变位

表 4.1-31 水平径向变位汇总表

压力(kPa)		水平变位测点									
		0	10	100	175	350	402.5	350	175	0	
组	方位	标高(m)	测量值 (mm)								
1	40.007	10.0	0.00	0.02	0.28	0.54	1.43	1.72	1.60	0.92	0.33
	42.466	26.0	0.00	0.16	0.79	0.95	1.97	2.12	1.32	0.83	0.31
	43.816	42.0	0.00	0.33	0.98	1.54	2.55	2.57	2.21	1.00	0.11
2	128.651	10.0	0.00	0.28	1.76	2.99	6.08	6.86	6.03	2.29	0.14
	130.127	26.0	0.00	0.36	1.98	3.48	7.23	8.33	7.49	3.80	0.07
	124.938	42.0	0.00	0.12	0.99	1.93	4.07	4.54	3.98	1.60	0.44
3	216.900	10.0	0.00	0.14	1.47	2.36	3.96	4.27	3.83	2.22	0.63
	215.460	26.0	0.00	0.25	1.16	2.12	4.27	4.99	4.33	2.17	0.00
	213.660	42.0	0.00	0.05	1.73	2.68	4.68	4.07	4.12	1.21	0.88
4	304.803	10.0	0.00	0.17	1.31	2.29	4.64	5.28	4.64	2.40	0.05
	303.453	26.0	0.00	0.01	0.66	1.20	2.63	2.93	2.80	2.13	0.18
	301.248	42.0	0.00	0.29	1.67	1.90	2.71	2.53	2.26	1.32	0.39

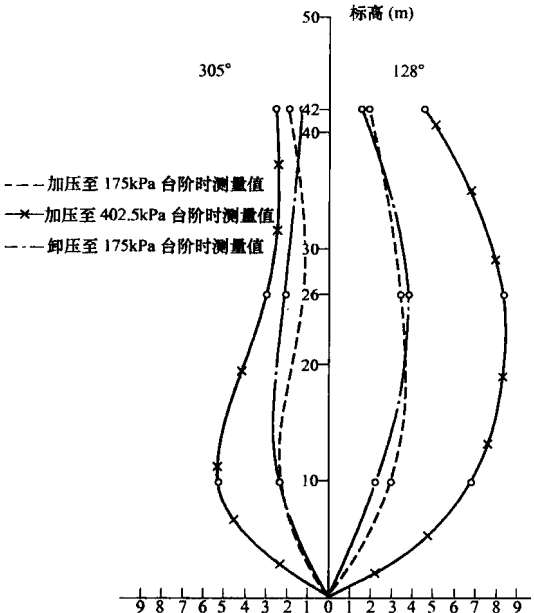


图 4.1-82 压力状态下安全壳筒体不同标高
径向 (305°, 128°) 变位

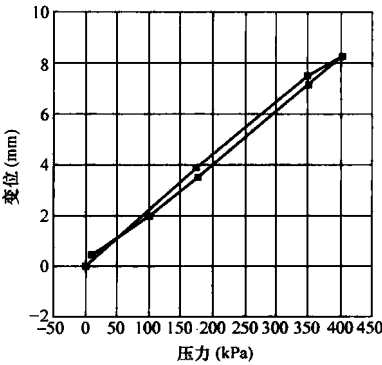


图 4.1-83 方位 130°, 标高 26m 的
筒体径向变位—压力曲线

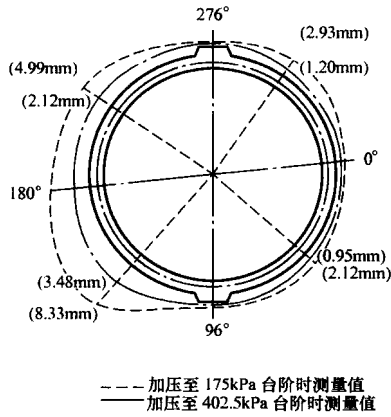


图 4.1-84 26m 标高径向位移示意

(3) 竖向位移测量。

竖向位移见表 4.1-32。

表 4.1-32 竖向整体变位值汇总表

压力 (kPa)			0	10	100	175	350	402.5	350	175	0
组号	方位 (°)	标高 (m)	测量值 (mm)								
1	41.2	45.5	0.00	0.08	0.14	0.92	2.30	3.28	2.84	0.92	0.30
2	126.7	45.5	0.00	0.18	1.16	1.98	4.08	4.42	3.78	1.98	0.10
3	218.5	45.5	0.00	0.02	0.06	1.60	2.84	3.56	2.56	0.46	0.90

图 4.1-85 为筒体最大竖向变位方位 (126.7°) 的竖向变位—压力曲线。

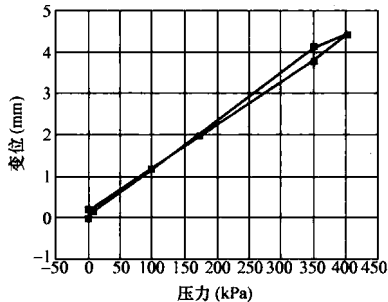


图 4.1-85 方位 126.7°, 标高 45.5m 的筒体竖向变位—压力曲线

(4) 钢束力测量结果。

钢束力变化的设计值为 72kN, 被动端钢束力理论值为 7288kN, 预期变化值为钢束力的 1%, 表 4.1-33 给出的实际最大变化值为 6.6kN, 仅为初始钢束力的 0.1%, 远小于预期值。

表 4.1-33 分级压力下钢束力变化实测值

压力 (kPa)			0	0.01	0.10	0.175	0.35	0.4025	0.350	0.175	0
编号	方位 (°)	变化值 (kN)									
7	17.25	0.0	-3.3	-3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.3	-7.0	
43	107.25	0.0	3.3	0.0	0.0	6.6	6.6	3.3	-6.6	-12.1	
79	197.25	0.0	-3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-13.2	-19.8	
116	289.25	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	6.6	6.6	3.3	-4.0	

8.4.3 安全壳性能及试验评价

在各级试验压力下混凝土的应变具有良好的线性和可逆

性, 卸压后残余应变也很小, 证明安全壳的变形是在弹性范围内。

在最大试验压力下筒体最大切向应变为 $264\mu\epsilon$, 最大纵向应变为 $118\mu\epsilon$, 均比设计计算值 (切向 $380\mu\epsilon$ 、纵向 $180\mu\epsilon$) 小, 混凝土弹性模量及泊松比与设计计算值较接近。半径方向的最大变位及钢束力的变化值均未超出设计计算值。

设备闸门周围、安全壳地坑及筒体加肋等部位未出现应力集中现象。安全壳底板及穹顶在试验压力下变形小。根据裂缝和变位分析结构没有受到损坏, 从外观上检查未出现损坏的迹象。

9 反应堆首次装料

9.1 燃料装卸装运和储存系统的调试

PMC 系统又称核燃料装卸装运和储存系统, 主要功能是在燃料组件从运抵燃料厂房 (KX) 开始直到它们在反应堆厂房 (RX) 的反应堆压力容器中就位, 以及从反应堆压力容器转运到燃料厂房乏燃料水池内储存位置的整个过程中, 对燃料组件的操作; 另外还包括新燃料组件和乏燃料组件的储存。

该系统主要设备包括: 装卸料机、辅助吊、人桥吊、燃料转运装置、新燃料储存格架、乏燃料储存格架、新燃料升降机, 以及各种燃料组件及相关组件的操作工具等。

系统设备调试的目的是为了确认系统运行的正确性和可靠性, 以及系统在新/乏燃料储存、首炉堆芯装料、首炉装料之后的堆芯换料过程中能满足技术要求和燃料安全要求。

系统调试的步骤是先进行单机调试, 合格后, 进行系统的联调, 直到满足设计和操作要求。

9.1.1 装卸料机

装卸料机是一种行走式起重机, 坐落在反应堆厂房换料水池上方, 能沿三个轴 (X、Y、Z) 方向移动, 以达到移动燃料组件并使之准确就位到堆芯压力容器内的下部堆内构件上或燃料装运装置的燃料舱中。

装卸料机三个方向的动作是连锁控制的, 就是在移动小车的时候, 大车和主提升都不能动作; 而主提升动作的时候, 大车和小车都不能动作。这些动作是由操作者通过操作无级变速的操纵杆来实现, 同时为了保证操作燃料组件时的安全性, 对速度进行了限制, 并通过超速报警系统进行保护, 就是在大小车和主提升超过设计要求的最高速时, 超速保护系统动作。

在设备正常操作时, 为了避免碰撞的可能性, 装卸料机被限制在一定的活动区域, 也就是所谓的运行路径。它由大小车轨道边的各 7 块靠模加大小车上各 4 个传感器通过 PLC 的控制来实现的。靠模是根据设计运行路径的实际情况进行安装的, 可以在非正常操作 (在控制棒驱动杆拆装、辐照样品监督管抽插或装卸料机调试) 时使用。

装卸料机的伸缩套筒必须在运行路径内的堆芯区和转运区进行升降。正常操作时, 如果转运区燃料舱不在垂直状态, 装卸料机不能进入转运区进行操作活动; 同样在装卸料机没有离开转运区前, 燃料舱不能进行倾翻动作。这就是装卸料机和转运装置的连锁, 它可以通过一个旁路开关进行此连锁的开通和关闭。

装卸料机的抓具是通过压缩空气系统提供 0.6MPa 的压缩空气驱动气缸活塞来实现抓取和释放动作的。

装卸料机的抓具自身具备自锁功能, 就是说在抓具抓取

燃料组件并悬空后,不管是操作员有意无意的进行抓具的释放操作,燃料组件都不会脱离抓具而有掉落危险。只有在燃料组件下管座受到支撑力并能承受抓具套筒组件时,抓具的自锁功能才取消。

装卸料机调试最主要的工作就是定位系统的调试,因为它直接关系到燃料组件能否正确安装就位。装卸料机拥有3套定位装置,一种是标尺定位、一种是光电传感器定位,另外一种一种是编码器定位。

标尺定位就是各用一个指针来指示大小车的位置,以确定燃料组件的就位坐标,设计上将该定位作为装卸料机的粗定位。

光电传感器定位是靠分别安装在大小车上的各3个光电传感器和安装在大小车轨道边的反光板来实现的,其中2个光电传感器作为该定位系统的粗定位,另外一个传感器是通过狭缝(2mm)里的反光板来动作,所以作为该定位系统的精定位。此定位系统直接关联到伸缩套筒能否升降,也就是说只有在大小车的光电传感器同时发出信号,并由操作员按下确认按钮后,伸缩套筒才能进行升降操作。

编码器定位是按照显示屏上的大小车坐标作为依据进行定位,因为编码器是通过齿轮来读数的,且跟实际距离是一一对应,所以此定位可以作为光电传感器定位的一个验证。

在调试定位系统的时候,由装卸料机抓具抓取假燃料组件,分别在燃料转运装置和堆芯下部堆内构件燃料组件存放点(选取中间的一个点G7位置)处下放,以燃料组件可以毫无阻挡的就位作为该位置的准确坐标定位。以此来调节相关的标尺和狭缝板,临近坐标之间的间隔是215mm。然后进行验证,就是按照定位系统的指示下降组件,看是否能正常就位。

作为起重设备,重量保护是必不可少的安全措施之一。装卸料机由于用于操作燃料组件,其重量保护的设定值就跟燃料组件的重量密切相关。设计要求抓取燃料组件在升降过程中超载和失载80kg时,保护都应立即启动。调试时,使用的是假燃料组件,且无合适的标准模块,所以采用修改设定值的方法进行试验,仅验证该功能的有效性和重量显示的准确性。

装卸料机上有一台辅助吊,用于操作辐照样品监督管操作工具、控制棒驱动杆拆装工具和乏燃料组件通用抓具。对辅助吊,进行了载荷试验(包括静载和动载)、重量显示和保护试验。

9.1.2 辅助吊

辅助吊是安装在燃料厂房20m上操作燃料组件及其相关设备的专用吊车。它有2个吊钩,一个是2t钩,用于起吊新燃料组件,一个是5t钩,用于起吊新燃料容器。由于这两个吊钩的切换是通过操作控制器上的一个旋钮开关来选择的,所以不可能同时操作。

2吨钩是挂上新燃料组件抓具进行新燃料组件的装卸工作。大小车和吊钩都是相互连锁的,也就是说吊钩升降时,大小车不能移动,而大车或小车移动时,另外两者也都不能动作。另外,在正常操作时,当吊钩不在高位时(吊钩的上部限位),大小车也不能移动,而在非正常操作中,可以通过一个旁路开关闭锁此项功能,以方便操作。

5吨钩是挂上新燃料容器抓具进行起吊新燃料容器用。由于在吊取新燃料组件前必须要将新燃料组件从平躺的情况使它直立,为了操作方便快捷,在操作该吊钩时,大小车和吊钩之间并没有选择连锁(实际上也是通过一个旁路开关来切换),要求操作者操作时必须认真仔细。

调试时,应分别对2个吊钩做载荷试验(包括静载和动载)。

辅助吊既然是用于装卸新燃料组件,同样有一套标尺定位系统。它的模式和装卸料机标尺定位相同。

9.1.3 人桥吊

人桥吊是安装在KX厂房20m乏燃料水池上方,用于吊取和协助操作水下的燃料组件及相关设备,主要是完成燃料组件的水下吊装、相关组件的倒换,以及配合其他设备对燃料组件进行相关操作。

人桥吊有一个2t钩,一套称重装置,一套坐标显示和一个高度指示系统,同样有自己的定位系统和运行路径。

与所有吊车一样,人桥吊首先要进行载荷试验。在进行载荷试验的同时,对称重装置进行了试验。

坐标显示装置上的坐标值是由大小车车轮上的编码器提供的,且该坐标值还是区分运行路径和非运行路径的关键。

定位系统的调试是以吊钩挂上乏燃料组件抓具抓取模拟组件,人为的指挥操作,使模拟组件能无阻碍的放入乏燃料储存格架中,以此坐标作为准确坐标调节标尺的位置,然后进行验证,合格后锁定标尺位置。同时在新燃料升降机、离线吸取装置、乏燃料检查装置、燃料转运装置的相应位置也做上标尺,便于日后的操作。

人桥吊分别与燃料转运装置、离线吸取装置有连锁控制。在燃料转运装置燃料舱没有垂直立起来前,人桥吊不允许进入转运区,在人桥吊没有离开转运区前,燃料转运装置燃料舱不允许下放;同样,在人桥吊没有进入吸取装置区域前,吸取装置的盖子不允许盖上,而只有在吸取装置的盖子打开了,人桥吊才能进入吸取装置区域内进行操作。这两个连锁都可以通过操作盒上的旁通开关进行旁通操作。

9.1.4 燃料转运装置

燃料转运装置是将燃料组件由反应堆厂房卸到燃料厂房或者由燃料厂房运往反应堆厂房的中间运输装置,是堆芯装卸料必不可少的设备之一。

燃料转运装置由气动马达,转运小车,小车轨道,2套卷扬装置和倾翻装置(1套安装在燃料厂房,1套安装在反应堆厂房),以及盲板法兰(安装在反应堆厂房侧)和手动闸阀(安装在燃料厂房侧)组成。气动马达由仪表压缩空气系统提供动力,控制是由PLC程序控制。该设备调试的重点其实就是如何保证设备的可持续运行性以及按照实际需要调整小车的转运速度及倾翻装置的倾翻速度。

小车速度的调整是通过调节气动马达的进气量和排气量来调整的,同时为了防止小车在到达终点的时候出现大的撞击,所以在小车启动和快到终点的时候进行了减速,这一切都是由PLC控制的电磁阀来实现的。而倾翻装置的倾翻速度则是通过调节卷扬装置的电机速度来调整的,为了防止倾翻装置在到达最后垂直位置或水平位置的时候由于速度过快而导致组件受损,所以在刚开始倾翻和结束倾翻前进行减速,这一切同样也是由PLC控制的变频器来实现的。

9.1.5 新燃料储存格架和乏燃料储存格架

新燃料储存格架和乏燃料储存格架是分别用来储存新燃料组件和乏燃料组件的设备,它们都是安装在燃料厂房内的。

燃料组件储存格架试验主要是看模拟组件(219×219)在格架内的抽插力是否小于25kg,以防止燃料组件因为摩擦力过大而损坏。新燃料储存格架的抽插试验是用辅助吊和新燃料组件抓具抓取模拟组件完成的,乏燃料储存格架的抽插试验则是用人桥吊和乏燃料组件抓具抓取模拟组件完成

的,摩擦力都是用2吨的电子秤进行测量的。

9.1.6 新燃料升降机

新燃料升降机是安装在乏燃料水池内,用于将新燃料组件降到乏燃料水池下的设备,是在乏燃料水池充满水的情况下才使用的设备。它是由一套卷扬装置、燃料舱及相关轨道组成。

该设备的调试主要是载荷试验。设备要求必须在燃料舱内无组件的时候,才允许从乏燃料水池内升到20m平台,而当装上燃料组件的燃料舱重量超过1吨的时候,设备将自动停止,超载保护动作。

9.1.7 首炉堆芯装料综合演练

在设备单机调试合格后,为了验证这些设备是否能满足装料要求,必须要进行首炉堆芯装料综合演练试验。

由辅助吊吊取新燃料组件抓具,按照辅助吊定位指示就位,抓取放在新燃料储存格架内的假燃料组件,起吊过程用2吨电子秤监视重量变化。将假燃料组件放入停在20m平台上的新燃料升降机燃料舱内,在电子秤显示重量为0kg后,释放组件。在确认组件已经就位后,启动升降机的卷扬装置,使燃料舱载着假燃料组件顺着轨道降到乏燃料水池下。用人桥吊抓取乏燃料组件抓具,按照人桥吊的定位指示开至升降机燃料舱的正上方,下降抓具并抓取组件,通过电子秤的显示来判断是否已经成功抓取。提出假燃料组件将之存放到指定的乏燃料格架内,等待进堆。

由人桥吊吊着乏燃料组件抓具抓取假燃料组件从乏燃料格架内抽出,在燃料转运装置倾翻装置已经垂直的前提下,按照人桥吊在倾翻装置处的定位坐标指示就位,经过操作员的确认后,下放假燃料组件至电子秤显示为0kg,释放组件。将人桥吊开离转运区后,燃料厂房侧操作员启动卷扬装置使倾翻装置开始由垂直状态倾翻至水平状态。到位后,通过指示灯显示,启动气动马达,运输小车开始载着假燃料组件由燃料厂房向反应堆厂房行进。在到达反应堆厂房终端后可由限位开关传递信号给反应堆侧燃料转运装置操作员,由他启动卷扬装置将倾翻装置从水平状态倾翻至垂直状态。装卸料机在确认倾翻装置已垂直后,才可以进入转运区,按照定位系统指示在倾翻装置的正上方就位,下降装卸料机抓具抓取假燃料组件,通过重量显示器的显示来确认是否已经抓上组件。为了防止假燃料组件在堆芯脱钩后因无支撑而倒下,所以应将假燃料组件放到有2侧堆芯围板支撑的地方脱钩。由装卸料机在指定位置下放组件,在下放过程中通过监视重量显示器和人为的用肉眼观察是否无阻碍,组件到达可以释放位置,在所有仪器和指示灯指示可释放抓具后,释放组件并提升抓具,确认组件已安全就位。此操作过程是试验装料过程是否安全、可靠,试验应证明操作无问题,方可以投入首炉装料使用。

接下去就是从堆芯将假燃料组件取出,按照装料过程进行反向操作,将假燃料组件运回燃料厂房,放入乏燃料格架内。这是试验卸料过程的安全可靠性,试验结果无问题后,才可投入首炉装料使用。

9.2 反应堆首次装料操作

9.2.1 装料前的准备工作

为了确保首次堆芯装料能安全顺利进行,必须要做好前期的准备工作,其中包括:

(1) 设备准备。

与装料有关的所有设备及专用工具必须已经调试合格并满足安全装料的要求。

(2) 文件准备。

与装料有关设备的操作规程、燃料组件操作规程、装料顺序图、质量计划、以及操作人员资格证等相关证件已准备齐全。

(3) 人员准备。

装料操作的所有人员均需进行相关操作和安全的培训,且都有相关授权。

(4) 综合准备。

进行了堆芯装料综合演练,证实装料用设备、专用工具满足装料要求,操作人员能进行熟练操作。

(5) 环境准备。

秦山二期采用半干式装料(半干式装料的优点是:临设中子监测设备安装就位方便,设备发生故障便于处理,装料操作中操作人员便于观察燃料组件的动向,对确保燃料组件安全和装料的准确性提供了方便条件)。在压力容器内充水至进出水管嘴的中心线,为了润滑设备,在换料水池和转运舱内充水至淹没转运小车的高度(水为含硼水,硼浓度为2100ppm),而乏燃料水池内不充水。反应堆厂房和燃料厂房的照明及清洁度需要满足装料要求。另外,需要分别在反应堆厂房和燃料厂房20m平台装料区建立隔离带,避免无关人员进入。

(6) 燃料准备。

除带有一次中子源组件的燃料组件外,其他燃料组件的相关组件都是事先配插好存放在乏燃料储存格架中。一次中子源组件的中子源棒是在燃料厂房组装的,组装好的一次中子源组件存放在专用的水箱中,首次装料开始时,用专用工具将一次中子源组件由水箱中抽出,并插入存放在乏燃料储存格架中的燃料组件中,等待与其他燃料组件一起被抓取放入堆芯。

9.2.2 装料人员的安排和职责分工

(1) 换料主管。

对装料操作做全面负责,接受任务单,工作结束后在任务单上签字,确保燃料组件准确、安全装入堆芯,负责交接班记录及签字。

(2) 换料副主管兼燃料厂房燃料转运装置操作员。

主要负责燃料厂房的燃料组件操作,接受任务单,工作结束后在任务单上签字,确保燃料组件准确安全的由燃料厂房转运到反应堆厂房。同时还需负责燃料厂房燃料转运装置操作,启动水下小车前要与反应堆厂房燃料转运装置操作员联系,确认反应堆厂房燃料转运装置的倾翻架处于水平状态后方可启动水下小车。

(3) 装卸料机操作员。

负责装卸料机操作,将燃料组件由转运装置承载器中抽出装入堆芯,对装入堆芯位置的正确性、燃料组件的安全性负责。

(4) 人桥吊车司机。

负责人桥吊车操作,按规程要求选择起升、小车、大车速度,监视燃料组件抽出、插入时电子秤指示,将燃料组件准确、安全的插入转运装置承载器中。

(5) 反应堆厂房燃料转运装置操作员。

负责反应堆厂房燃料转运装置操作,启动倾翻架前要与燃料厂房燃料转运装置操作员联系,确认水下小车到达反应堆厂房终点后方可启动倾翻架。

(6) 乏燃料水池操作员。

指挥人桥吊车司机使乏燃料组件装卸工具正确与燃料组件对中,协助乏燃料组件装卸工具操作员使燃料组件与转运

装置承载器对中。确认组件方位正确、组件号正确。

(7) 乏燃料组件装卸工具操作员。

负责乏燃料组件装卸工具操作,使工具(燃料组件)定位准确,人桥吊车行走、起升、下降时扶着乏燃料组件装卸工具,防止工具晃动或转动,对工具与燃料组件锁合、插入燃料转运装置承载器、工具与燃料组件脱开的操作。

(8) 装卸料机电气操作员。

对装卸料机的电气、仪表控制负责,处理机器的意外故障,保证机器的正常运作。

9.2.3 装料过程

在堆芯装料前,需要在堆芯指定位置安装三个临时中子测量仪,该仪器由尼龙绳拴上,悬挂在堆芯围板边上。随着装料过程的不断推进,仪器也需要不断的更换安装位置,一切操作步骤按规程进行。

首先装入堆芯的是两组带有一次中子源组件的燃料组件,由人桥吊操作员按照人桥吊上的定位系统,操纵吊有乏燃料组件抓具的人桥吊车到需装入堆中的燃料组件存放位置上方,下降抓具。到位后,由工具操作人员操作抓具,抓取组件并提升抓具,通过乏燃料水池操作员的指示和电子秤的显示来判断是否成功抓取(由于是采用半干式装料,所以乏燃料水池操作员可在水池下对燃料组件的吊取进行全程监控,确保安全,以后的装卸料因水池内充满水,所以水池下无人监控)。当抓取组件的抓具上升至人桥吊最高限位后,移动人桥吊至燃料转运承载器上方,经过确认,下降抓具(注意在燃料组件进入转运装置承载器前和就位前均应采用低速),在电子秤显示为0kg并且下降高度到位时,释放抓具。提升抓具到高位后,移动人桥吊至下一组待入堆组件的存放处,进行抓取操作。

在人桥吊离开转运区后,操作燃料转运装置,使其承载器由垂直位置倾翻至水平位置,确认后,启动气动马达,让带有燃料组件的小车向反应堆厂房行进。在到达反应堆厂房侧时,由反应堆厂房的燃料转运装置操作员通过指示灯和目视确认,启动承载器卷扬,使之由水平位置倾翻到垂直位置,等待装卸料机过来抓取组件。装卸料机在确认转运装置承载器垂直后,进入转运区,根据定位系统的指示下放抓具,通过装卸料机上的重量显示和允许抓取组件的指示灯亮来进行组件的抓取操作。当抓有燃料组件的抓具上升到高位后,操作装卸料机离开转运区,按照既定的运行路径前往堆芯,而转运装置的承载器在装卸料机离开的同时,由操作员操作承载器卷扬,使之从垂直位置倾翻到水平位置,到位后按下允许转运按钮,并用电话通知燃料厂房转运装置操作员启动气动马达,将空的承载器拉回燃料厂房并重新让它由水平位置倾翻成垂直位置,等待下一组燃料组件的放入。

装卸料机按照定位系统指示在需要装入组件的位置停下,按下大小车确认位置按钮后,下放抓具。下放过程中,操作员应密切关注重量指示器的变化,换料主管则在水池边通过望远镜观察组件下放时的情况,直到抓具下放至理论释放高度为止,此时重量指示器和允许释放组件的指示灯均表示可以安全释放抓具。由物理人员完成堆芯中子测量,并确认正常后,释放抓具并提升抓具至高位,装卸料机离开堆芯区,前往转运区进行抓取下一组组件的操作。

至此,一组燃料组件由燃料厂房乏燃料储存格架至反应堆厂房下部堆内构件堆芯下栅格板就位操作全部结束。此后将按照堆芯装料顺序表进行剩余燃料组件的吊装操作,以及适时移动临时中子测量仪器到指定位置,直至121组燃料

组件全部准确就位。

9.2.4 堆芯照相

装料结束后,为了确保堆芯内所有燃料组件与计划装料图一致,相关组件(控制棒组件、一次中子源组件、二次中子源组件、可燃毒物组件)的位置正确,必须对堆芯进行照像工作。

由装卸料机在换料水池平台处抓取堆芯照像装置(以后装卸料时,需在更换区堆芯照像装置储存架上抓取),通过装置上的电缆将影像传输到反应堆厂房20m平台上的显示器上。为了便于日后的查证,需对照像的整个过程进行录像。

移动装卸料机至堆芯上方,然后下降抓具,密切注意电线电缆的放置,防止有缠绕、受拉现象,同时需要注意摄像头的位置,防止过低撞上燃料组件,通过显示器上图像的清晰度来确定摄像头的高度,移动装卸料机开始进行照像操作。在进行堆芯照像过程中,需要报出燃料组件及相关组件的编号,以便于核对,操作人员一定要看好燃料组件所在的位置,避免误报的产生。在靠近堆芯围板的地方,装卸料机操作员一定要谨慎操作,防止照像装置碰撞,主要由换料主管在水池边负责判断指挥。在对堆芯内121组燃料组件都进行照像、核对、录像后,堆芯照像工作结束。

9.3 首次堆芯装料物理试验

秦山第二核电厂1号机组首炉堆芯共布置有121组新燃料组件,堆芯燃料按照 ^{235}U 富集度不同分三区装载。富集度为1.9%、2.6%、3.1%的燃料组件数分别为41、40、40。最高富集度的组件装在堆芯外围,较低富集度的两种组件按不完全棋盘格式排列在堆芯中部。首次堆芯装料是按“桥式平板装料”方式实施。

9.3.1 燃料组件装料原则

(1) 入堆燃料组件至少有两面有固定支撑面,以免在燃料组件装载过程中发生燃料组件倾倒。由于1号机组首次堆芯装载的都是新燃料组件,所以要求在新燃料组件装载过程中至少有一面有固定支撑面,绝对不允许燃料组件孤立的存放在堆芯任何地方。

(2) 入堆燃料组件在入堆运输过程中,尽量避免或者减少从已入堆燃料组件的上方经过。

(3) 对中子监测设备的响应要均匀,避免由于燃料组件装载过于集中在某一区域而导致出现监测系统保护响应的报警。

(4) 燃料组件装载过程中,对压力容器的受力要均匀。

(5) 燃料组件装料顺序和装载步骤要便于燃料操作者的记忆,以及燃料组件的入堆方向、方位和入堆燃料组件的坐标的辨别。

(6) 在燃料组件装载方案的制定上要把可能发生的机械损伤减少到最小,同时装载方案要有规律,便于燃料操作者和监督管理人员的记忆和辨别。

9.3.2 燃料组件装料顺序

燃料组件从输运装置卸出后,沿 $90^\circ \rightarrow 270^\circ$ 方向向堆芯移动,装料顺序首先是从堆芯 270° 方向开始朝 90° 方向装入三排燃料组件,接着再在堆芯 180° 的方向上平行装入三排燃料组件,然后再在该方向上依次装入上、下两个象限的燃料组件,最后在堆芯的 0° 方向上平行装入三排燃料组件,以及依次装入上、下两个象限的燃料组件,见图4.1-86~图4.1-88所示。这种装料顺序使燃料组件在装料过程中不易倾倒,同时也考虑了把可能发生的机械损伤几率减少到最小。

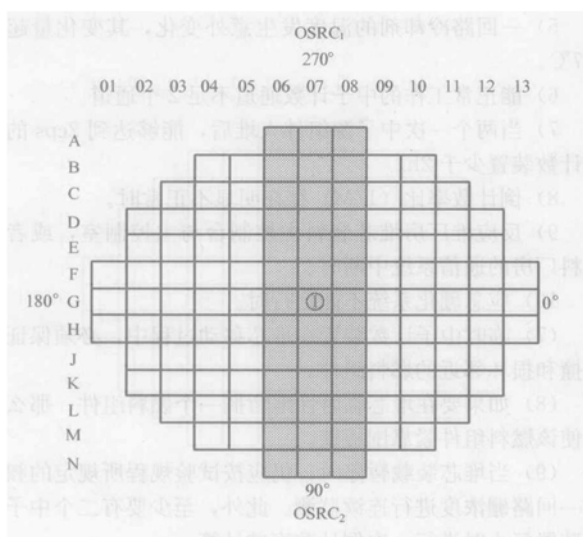


图 4.1-86 首先装入 90°至 270°方向上的三排燃料组件

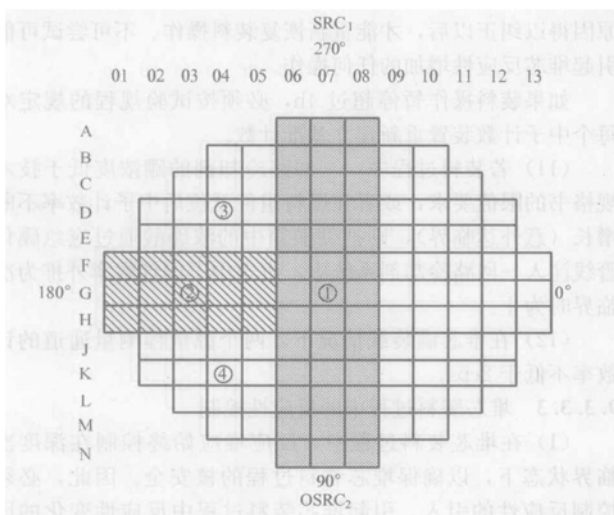


图 4.1-87 其次装入 180°方向上的燃料组件

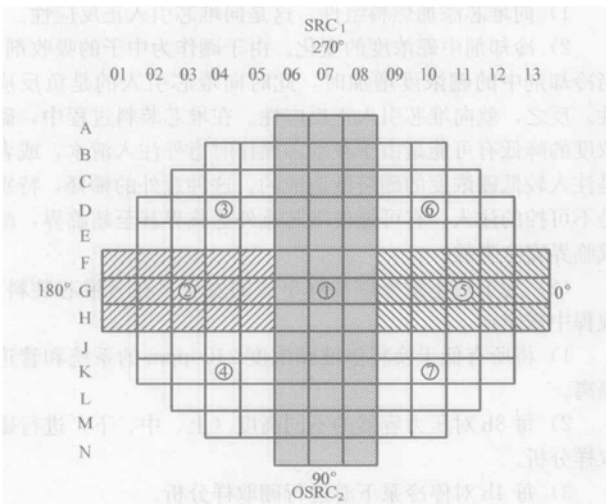


图 4.1-88 首先装入 0°方向上的燃料组件

(图示中: ①、②、③、④、⑤、⑥、⑦ 表示
入堆燃料组件装载顺序)

在整个首次堆芯装料过程中, 用于对堆内增殖中子的变化进行监督的三套临时中子计数装置, 在整个堆芯装料过程中的移动情况是:

堆芯装料开始前, 首先将三套中子临时计数装置分别装入堆芯的 B-05、B-10 和 B-09 位置上, 然后进行堆芯装料前的中子本底计数测量。然后再依次将两个一次中子源组件装入堆芯的 N-08 和 A-06 位置上, 进行基准计数的测量。随后按照 TP DEM 31《堆芯装料》规程的顺序规定, 依次将余下的 119 组燃料组件装入堆芯的预定位置上。在整个堆芯装料过程中, 需要对每一入堆燃料组件的操作步骤进行临界安全监督, 其监督的原则和方法是控制中子计数倒数率比 $1/M$ 的变化在一定的范围以内, 该方法只描绘 $1/M$ 随入堆燃料组件的变化, 通过 $1/M$ 与入堆燃料组件数目的描绘来确认堆芯装料操作时反应堆始终处于次临界状态。在每一个燃料组件入堆后, 装卸料机的抓具不允许与燃料组件脱钩, 这时开始实施 $1/M$ 核监测, 当通过 $1/M$ 监测确认新燃料组件入堆后, 反应堆始终处于次临界安全状态时, 由堆芯装料总负责人下令装卸料机的抓具与燃料组件脱钩, 进行下一个燃料组件的装载。在每一个入堆燃料组件的入堆、就位的同时, 对照批准的《堆芯装载图》进行入堆燃料组件的组件标识号、入堆方位和坐标的确认。在经过目视确认后, 由物理临界安全监督人员、燃料管理人员、机械装料操作人员、质保监督人员和核安全局监督人员五方会审签字, 这样一个燃料组件的入堆操作结束。接着开始进行下一个燃料组件的入堆操作, 依次往复将 121 组燃料组件安全、准确的装入堆芯的预定位置上。最后, 在装载到第 119、120 和 121 步时, 再依次将三套临时中子计数装置移出堆芯, 并装入最后三组燃料组件, 至此 1 号机组 121 组燃料组件装载操作安全结束。

堆芯满载后, 对照核设计报告中给出的堆芯装载图进行最终装载的确认, 在经过两次目视核查和堆芯摄像确认后, 由物理临界安全监督人员、燃料管理人员和质保监督人员三方会审签字。至此 1 号机组首次堆芯装料试验即 TP DEM 31《堆芯装料》结束。

9.3.3 堆芯装料过程的临界安全监督

9.3.3.1 堆芯装料的先决条件

- (1) 调试规程《堆芯装料的准备》基本完成。
- (2) 机组首次堆芯装料组织机构已经成立。
- (3) 反应堆处于换料冷停堆状态。
- (4) 反应堆冷却剂硼浓度:
 - 1) 必须确保反应堆冷却剂硼浓度高于 2100ppm。
 - 2) 反应堆冷却剂温度必须低于 60℃。
 - 3) 反应堆冷却剂水位应保持在反应堆压力容器进出口管嘴的中分面。
- (5) 回路系统。
 - 1) 余热排出系统处于运行状态: 一台泵连续运行, 且一台热交换器是可用的。
 - 2) 至少要有一台上充泵是可用的, 以备紧急充硼之急需。
 - 3) 系统已按规定充满含硼水, 换料水箱的水位处于基准水位的 96%, 使高压安注泵处于可供 2100ppm 硼水的备用状态, 硼酸储存箱的液位处于基准水位的 75% 以上。
 - 4) 净化系统处于旁通状态, 上充管线处于可运行状态, 应急硼酸注入管线处于可运行状态。
 - 5) 取样系统已经做好了硼浓度取样和分析的准备。
 - 6) 乏燃料水池与转运仓之间的门是打开的, 而乏燃料水池与运输容器隔间之间的门是关闭的。反应堆换料水池的闸门已取走。
 - (6) 核仪表。

在堆芯装料前,堆外核测仪表系统的两个源量程测量通道和三个临时中子探测装置已通电处于可运行状态,并且安全壳撤退报警整定值已按照调试规程设置完毕。

(7) PMC 系统(核燃料装卸转运和储存系统)设备处于备用状态,开启输送管道阀门,打开输送管道法兰。

(8) 堆芯装料所涉及的所有人员必须学习和了解调试规程《堆芯装料》。

(9) 堆芯装料所使用的各种记录表格、移动单据都已经准备完毕。

9.3.3.2 堆芯装料过程中的安全措施

堆芯装料存在着一定的核风险:首先是存在燃料组件在入堆装载过程中的机械损伤风险;其次堆芯装料是不断地向堆芯添加新燃料组件,这样就相应存在堆芯临界安全问题。在堆芯装料过程中,反应堆要求始终控制在深度次临界状态下,以确保堆芯装料过程的核临界安全。因此,必须有效地监督堆芯装料过程中中子计数率的增长速率。为了确保堆芯装料的安全,在实施监督过程中,应做到以下几点:

(1) 堆芯装料操作必须按技术规格书的要求进行。

(2) 由堆芯装料现场负责人在反应堆厂房主控制台控制堆芯的装料,所有其他控制台均向装料现场负责人报告。

(3) 回路系统。

1) 必须保持一台余热排出泵连续工作。

2) 为了防止意外的硼稀释,必须将与反应堆相连接所有除盐水系统严格管理和隔离。

3) 对于来自系统硼和水补给系统的补水,采用下列预防措施:①硼浓度调至换料冷停堆硼浓度;②按换料期间的运行规程进行补水;③按照调试规程检验硼浓度。

(4) 核仪表。

1) 堆芯装料期间,至少有两个中子探测器(两个源量程测量通道和三个临时中子探测器中的)能够对中子通量进行连续监测,并且在主控台上有中子计数率的显示和音响,以及安全壳内可以听到扬声器的计数声。

2) 在暂停装料期间,三台临时中子探测器和两个源量程测量通道中至少应各有一台中子通量监测器处于正常工作状态,此时需要增加硼浓度取样分析的频度。

3) 在堆芯装料之前和装料过程中,必须严格按照调试规程《初始整定值》来设置、调整和检查中子计数装置的整定值。

(5) 中子计数率监测。

1) 从第一个燃料组件装入堆芯开始就必须对中子计数率进行有效的监测。

2) 每装入一个燃料组件,都要测量中子计数率,并计算和作图表示以燃料组件数目为函数的倒计数率,用于监测堆芯处于次临界状态。

3) 在确认了 1/M 外推和装料操作是安全的和受控的之后,由物理人员通知堆芯装料现场负责人,装卸料机的抓具可以与燃料组件脱钩,并且准备装入下一个新燃料组件。

(6) 在堆芯装载期间,如果发生以下任何一种情况,装料操作将停止,等待堆芯装料领导小组作出决定:

1) 任何一个中子探测装置的中子计数率突增 5 倍以上。

2) 所有中子探测装置的中子计数率突增 2 倍以上。

3) 如果中子计数率突然不正常增加,或者与一个源量程中子计数通道相连接的高通量报警讯号发生动作。

4) 一回路冷却剂的硼浓度发生意外变化,偏离初始硼浓度大于 $\pm 20\text{ppm}$ 。

5) 一回路冷却剂的温度发生意外变化,其变化量超过 $\pm 7^\circ\text{C}$ 。

6) 能正常工作的中子计数通道不足 2 个通道。

7) 当两个一次中子源组件入堆后,能够达到 2cps 的中子计数装置少于 2h。

8) 倒计数率比(1/M)存在明显不正常时。

9) 反应堆厂房堆芯装料主控制台与主控制室,或者与燃料厂房的通信系统中断时。

10) 应急硼化系统不能运行时。

(7) 临时中子计数装置在堆芯移动过程中,必须保证不碰撞和损坏邻近的燃料组件。

(8) 如果要在堆芯临时性地暂搁一个燃料组件,那么必须使该燃料组件紧靠围板壁。

(9) 当堆芯装载暂停时,仍应按试验规程所规定的频度对一回路硼浓度进行连续监测。此外,至少要有二个中子计数装置每小时进行一次倒计数率的计算。

(10) 如果因上述任何一个原因使堆芯装载操作暂停,都必须弄清暂停的原因,必须在不危及装料安全,或者暂停原因得以纠正以后,才能重新恢复装料操作。不可尝试可能引起堆芯反应性增加的任何操作。

如果装料操作暂停超过 4h,必须按试验规程的规定对每个中子计数装置重新建立基准计数。

(11) 若装料过程中,一回路冷却剂的硼浓度低于技术规格书的限值要求,或者在燃料组件就位后中子计数率不断增长(意外达临界),则把硼酸箱中的浓硼酸通过应急硼化管线注入一回路冷却剂系统中,直至中子倒计数率外推为次临界时为止。

(12) 在堆芯满装载情况下,两个源量程测量通道的计数率不低于 2cps。

9.3.3.3 堆芯装料过程中的反应性控制

(1) 在堆芯装料过程中,反应堆应始终控制在深度次临界状态下,以确保堆芯装料过程的核安全。因此,必须控制反应性的引入。引起堆芯装料过程中反应性变化的因素有:

1) 向堆芯添加燃料组件。这是向堆芯引入正反应性。

2) 冷却剂中硼浓度的变化。由于硼作为中子的吸收剂,当冷却剂中的硼浓度增加时,此时向堆芯引入的是负反应性。反之,就向堆芯引入正反应性。在堆芯装料过程中,硼浓度的降低有可能是由于在堆芯操作时意外注入清水,或者是注入较低硼浓度的硼溶液造成的。这种意外的稀释,特别是不可控的注入,有可能使堆芯意外达临界甚至超临界,酿成临界安全事故。

(2) 为了防止意外硼稀释事故的发生,在《堆芯装料》规程中规定:

1) 将所有低于换料停堆硼浓度 2100ppm 的系统和管道隔离。

2) 每 8h 对压力容器的不同高度(上、中、下)进行硼取样分析。

3) 每 4h 对停冷泵下游进行硼取样分析。

9.3.3.4 中子计数率的监测

在堆芯装料过程中,对堆芯深度次临界状态的控制和监督,是通过对中子计数率的监测进行的。中子计数率监测的原理如下:

对于装料过程次临界的监测,假设中子源发射的中子数是恒定的,即中子源每 θ (θ = 中子代时间) s 发出一批中子,每批中子数为 s 个,这样中子从第一代开始反应堆内中

子数为 s 个, 在第二代开始就有 $(s + sk_{\text{eff}})$ 个中子, 第三代开始就有 $(s + sk_{\text{eff}} + sk_{\text{eff}}^2)$ 个中子, 依此类推, 到第 n 代时反应堆内的中子总数应为

$$n = s + sk_{\text{eff}} + sk_{\text{eff}}^2 + sk_{\text{eff}}^3 + \cdots + sk_{\text{eff}}^n \quad (4.1-40)$$

若 k_{eff} 值小于 1, 当 n 很大时, 此等比级数之和为一有限值。因此, 当反应堆处于次临界状态时, 堆芯中子计数率与次临界度有如下的关系:

$$n = \frac{S}{1-K} \quad (4.1-41)$$

式中: n 为中子计数率; S 为常数。与堆芯装入的一次中子源强度有关; $1-K$ 为次临界度。

平衡值与 k_{eff} 值有关, k_{eff} 值大, 平衡值大, 并且达到平衡值较慢。

所以, 在反应堆装料过程中, 就是利用中子源来增高堆内的中子数, 使反应堆始终保持次临界状态。

对于所选择的初始状态下的中子计数率 (参考中子计数率) 为

$$n_0 = \frac{S}{1-K_0} \quad (4.1-42)$$

对于每个人堆的燃料组件 ($i=1, 2, \dots, 121$), 可测得不同的中子计数率 n_i 为

$$n_i = \frac{S}{1-K_i} \quad (4.1-43)$$

由此可得到当前状态与初始状态的中子计数率倒数之比与相应的次临界度之比的对对应关系, 即

$$\frac{\frac{1}{n_i}}{\frac{1}{n_0}} = \frac{n_0}{n_i} = \frac{1-K_i}{1-K_0} = \frac{1}{M} \quad (4.1-44)$$

在平面坐标上以 $1/M$ 作为纵坐标, 以次临界度 $(1-K_i)$ 作为横坐标。在实际操作时是以入堆燃料组件的数目 N_F 为横坐标, 即 $(1/M, N_F)$, 并逐点相连进行临界安全监督。这样就可以作出两个源量程和三个临时中子计数装置的外推曲线。

在堆芯装料的初始阶段, 因反应堆处于深度次临界状态, RPN 系统的两个源量程测量通道的中子计数率的变化不大, 因此中子倒计数率曲线显得比较平缓, 甚至与横坐标近似于平行。

为了实施堆芯装料过程的有效监测, 保证在每一堆芯状态下都有稳定的计数率响应。因此, 在堆芯装料一开始首先将带有一次中子源的燃料组件装入堆芯, 在该燃料组件入堆过程中, 用该组件进行了堆外核测系统 RPN 的两个源量程测量通道, 和三个临时中子计数装置的中子计数率响应测试。测试完毕后将该一次中子源组件按照 TP DEM 31 的规定就位于堆芯 N-08, 另一个一次中子源组件就位于堆芯坐标 A-06, 然后进行堆芯装料临界安全监督的基准计数测量。

按照 TP DEM 31《堆芯装料》的规定, 将 119 组燃料组件逐个装入堆芯预定的位置上。在这个过程中, 由于带一次中子源的燃料组件在堆内的位置需要变换, 或者需要移动临时中子计数装置的位置 (入堆燃料组件需要就位), 这都会使源量程、临时中子计数装置, 以及需要移动的临时中子计数装置的计数率产生较大的变化, 在这种情况下需要重新对源量程探测器和临时中子计数装置进行参考基准计数率的修正。下面具体给出了一次中子源组件和临时中子计数装置移动的顺序:

(1) 首先在堆芯装料开始前, 将三套中子临时计数装置分别装入堆芯的预定 B-05、B-09 和 B-10 位置上。

(2) 然后进行本底计数率测量 (两套源量程测量通道和三套中子临时计数装置)。

(3) 在堆芯装料开始的第 1 步和第 2 步, 分别将两个一次中子源组件装入堆芯坐标为 N-08 和 A-06 位置上。其目的是进行基准中子计数率的测量, 并且分别对堆外核测仪表系统 RPN 的两套源量程测量通道和三套中子临时计数装置进行堆芯装料前的中子计数率响应测试。

(4) 堆芯装料到第 8c 步时, 将一次中子源组件 S_1 由 N-08 移至 C-06 位置上。

(5) 堆芯装料到第 8d 步时, 将一次中子源组件 S_2 由 A-06 移至 M-10 位置上, 然后重新进行基准中子计数率的测量, 即基准中子计数率的修正。

(6) 堆芯装料到第 23b 步时, 临时中子探测器 C 由堆芯 B-09 移动到 M-04 位置上, 进行临时中子计数装置 C 基准中子计数率的修正。

(7) 堆芯装料到第 34d 步时, 第二个一次中子源组件由堆芯 M-10 移动到 L-08 位置上, 进行所有中子计数装置包括两个源量程测量通道和三个临时中子计数装置的基准中子计数率的修正。

(8) 堆芯装料到第 53b 步时, 临时中子探测器 A 由堆芯 B-05 移动到 G-01 位置上, 进行临时中子计数装置 A 基准中子计数率的修正。

(9) 堆芯装料到第 79b 步时, 临时中子探测器 C 由堆芯 M-04 移动到 M-09 位置上, 进行临时中子计数装置 C 基准中子计数率的修正。

(10) 堆芯装料到第 93b 步时, 临时中子探测器 B 由堆芯 B-10 移动到 G-13 位置上, 进行临时中子计数装置 B 基准中子计数率的修正。

(11) 堆芯装料到第 119A、120A 和 121A 步时, 先后将临时中子计数装置 B、C、A 移出堆芯, 在第 119B、120B 和 121B 步时装入最后 3 个燃料组件。

9.3.4 核监测系统的测试

在堆芯装料的开始, 按照调试规程 TP DEM 31《堆芯装料》的规定, 先将一次中子源组件 YQ603N 分别就位于堆芯 A-07 和 N-08 位置上, 对五套中子监测系统 (两个源量程测量通道和三套临时中子计数装置) 进行中子计数响应的测试。测试结果见表 4.1-34。

表 4.1-34

中子计数监测系统测试结果

组件标识	富集度	堆芯位置	RPN 源量程测量通道 SRC1 平均值		RPN 源量程测量通道 SRC2 平均值		临时中子计数装置 A 平均值 ($10''$)		临时中子计数装置 B 平均值 ($10''$)		临时中子计数装置 C 平均值 ($10''$)	
YQ603N	2.6%	A-07	17.67	cps	0	cps	71 484.7	cps	11 699.3	cps	284 825	cps
		N-08	0		14.67		0.67		0		0	

从测试结果看：

1) 源量程测量通道是完好的，有足够的计数响应，能够正确地反映出中子计数的变化情况。并且两个源量程测量通道的探测器灵敏度基本一致。

2) 临时中子计数装置测量通道也是完好的，其对中子活性区的敏感度是很强的，有很明显的计数指示，并且响应变化十分迅速。

3) 堆芯满装载后，两个源量程探测器的中子计数率分别达到 1.9cps 和 2.4cps，满足堆芯装料临界安全监督试验的验收准则 2cps。

图 4.1-89 表示堆芯装载步序和满装载后的堆芯装载图，图 4.1-90 表示源量程探测器中子倒计数率曲线，图 4.1-91 表示临时中子探测器中子倒计数率曲线。

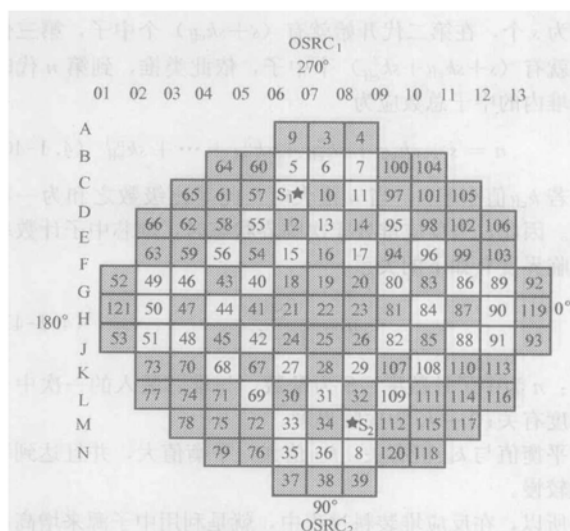


图 4.1-89 堆芯装载步序和满装载后的堆芯装载图

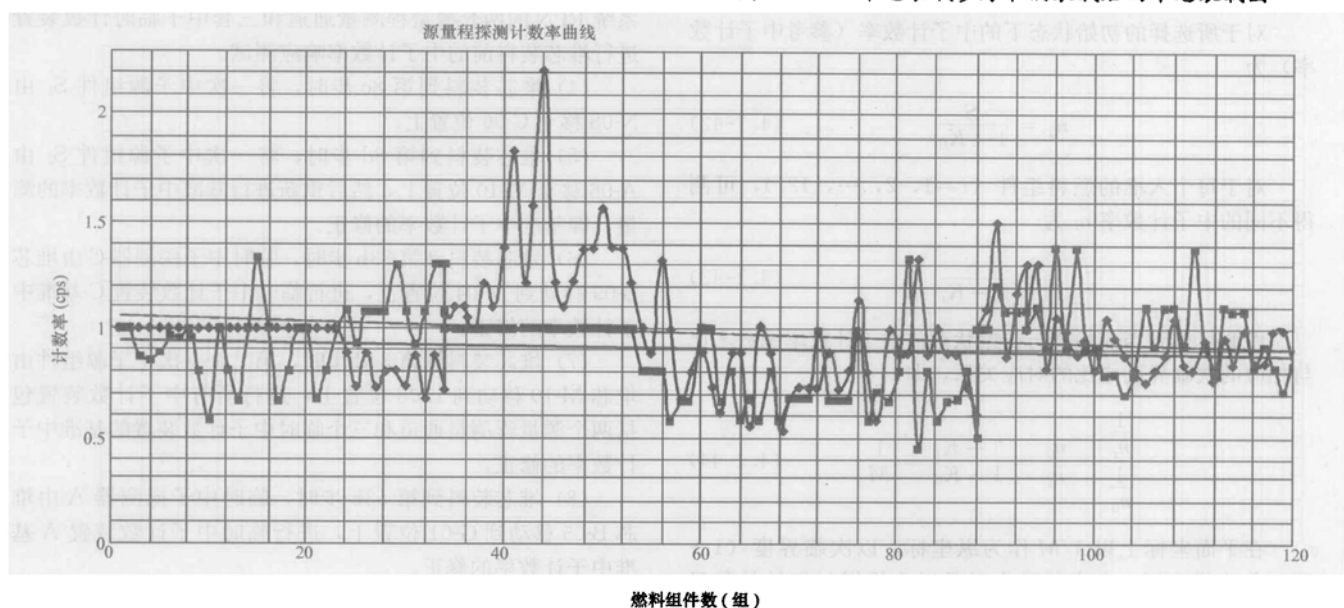


图 4.1-90 源量程探测器中子倒计数率曲线

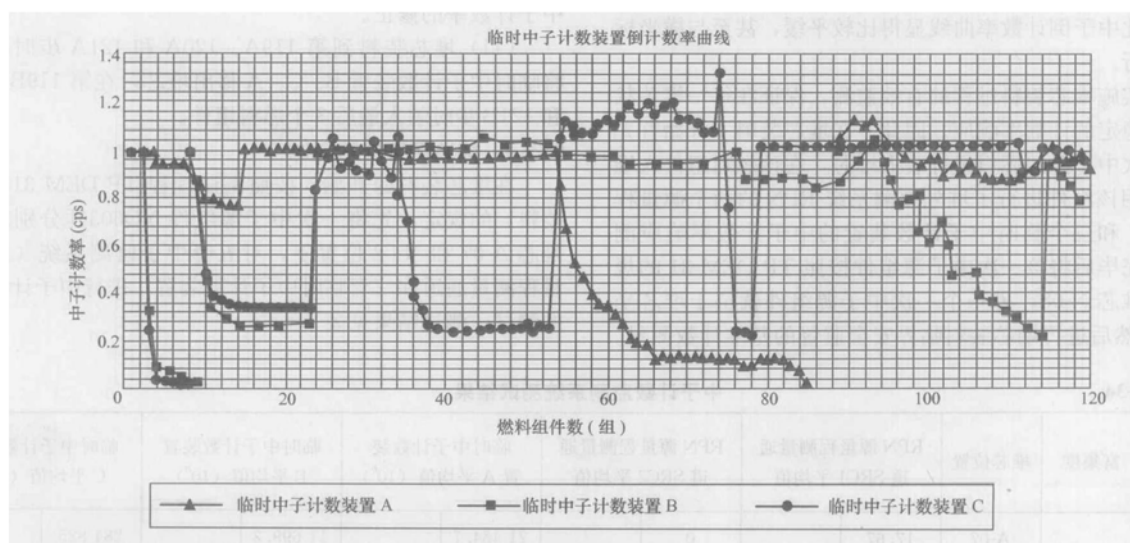


图 4.1-91 临时中子探测器中子倒计数率曲线

10 堆芯物理性能试验

10.1 首次堆芯物理启动试验

10.1.1 试验目的

调试阶段的物理启动试验是核电厂调试启动中的一个重要环节,它包括反应堆的首次临界(Ⅲ-3)、零功率堆芯性能试验(Ⅲ-3)和提升功率阶段中的物理试验(Ⅲ-3、Ⅳ-4)。通过调试阶段的物理启动试验来检验堆芯核设计和堆芯装载的正确性,验证堆芯的物理性能,确认最终安全分析报告(FSAR)中所作假设的保守性,同时也为机组反应堆的安全运行提供运行参数。

首次堆芯物理启动试验的目的是:①使反应堆堆芯安全、顺利地首次达到临界状态;②在零功率状态,以及在逐步提升功率过程中的各功率台阶上,验证堆芯的有关物理参数的测量值是否符合堆芯设计要求,并满足有关的安全准则。

(1) 零功率物理试验。

验证堆芯装载与设计预计值的一致性:①测量与堆芯正常安全运行相关的物理参数;②在热态零功率、不同控制棒棒位状态下,测量临界硼浓度和等温温度系数;③各控制棒组以及重叠棒组在正常运行棒位上进行控制棒的积分和微分价值测量;④硼的微分价值;⑤ARO有控制棒状态、D和C插入状态以及重叠棒组在零功率插入极限上的堆芯功率分布,以验证有关核参数的设计准则和安全准则;⑥最小停堆硼浓度的验证。

(2) 提升功率阶段物理试验。

1) 验证堆芯在不同功率台阶上满足堆芯核设计和安全

分析要求。

2) 在不同功率台阶上进行功率分布、热平衡测量和冷却剂流量校算等稳态性能试验,以验证有关核参数的设计准则和安全准则。

3) 测量不同功率水平下的功率系数和功率亏损及反应性系数。

4) 对用于监测反应堆运行的核测仪表的参数进行测量和刻度,以便对反应堆的运行状态提供正确、有效的监测,并对控制保护系统提供正确的核测信号。

5) 验证反应堆的功率运行满足技术规格书的要求。

(3) 安全分析中的假设条件验证。

1) 零功率物理试验:①一束最大效率控制棒束的“弹棒”试验;②“卡棒”试验。

2) 提升功率阶段物理试验:①一束最大效率控制棒束的抽、插试验;②验证控制保护系统响应的“落棒”试验;③氙振荡试验。

(4) 通过在不同台阶上物理试验的验证,逐步将反应堆功率提升至额定满功率状态下稳定运行,从而确保核电厂的运行满足设计和安全方面的要求。

(5) 在整个堆芯物理启动试验过程中,有关的系统和仪器仪表将经受考验;有关的运行和试验规程将得到检验。这一切都将为电厂操纵人员提供一个熟悉电厂运行的好机会。

10.1.2 试验项目的准备

10.1.2.1 试验项目的确定

根据国家核安全法规 HAF0300 的要求,编制适合核电厂工程机组调试启动使用的《核电厂首次堆芯物理启动试验实施大纲》,详细内容见表 4.1-35。

表 4.1-35

机组首次堆芯物理启动试验项目

序号	试 验 项 目		调试细则编号	反应堆功率（%FP）	调试阶段
1	堆芯首次 临界试验	堆芯初始临界	TP COR 51	0	
		源量程和中间量程通道、中间量程和功率量程通道的线性和重叠性的测量			
		多普勒发热点和零功率物理试验功率水平的确定			
		反应性仪的校正试验			
2	零功率堆 芯性能物 理试验	临界硼浓度测量试验	TP COR 52	0	Ⅲ-3
		慢化剂温度系数测量试验			
		功率分布测量试验（功率<2%FP）			
		调硼法测量控制棒价值和硼价值试验			
		（N-1）棒束插入状态下（即最小停堆深度）的临界硼浓度测量试验			
		重叠棒组价值及硼价值测量试验			
		重叠棒组在零功率插入限值上的临界硼浓度			
		最大效率的一束控制棒“弹棒”试验			
3	提升功率 阶段物理 试验	功率分布测量试验	TP COR 55	10、30、50、 75、100	Ⅲ-3 Ⅳ-4
		热平衡测量试验	TR/OPT/045		
		功率系数测量	TR/OPT/046	30、50、 75、100	
		根据热平衡计算反应堆冷却剂流量	TP RCP 64		
		堆内外核测仪表互校试验	TP COR 54	50、75	
		落棒试验	TP COR 53	50	
		模拟落棒试验	TP COR 56		
		模拟弹棒试验	TR/OPT/047		
		氙振荡试验	TP COR 59	75	
		反应性系数测定	TR/OPT/051	50、100	
		蒸汽发生器设计裕量试验	TP PER 054	100	
		100%FP堆芯稳态性能试验	TR/OPT/050		

零功率堆芯性能试验的流程和进度如图 4.1-92 所示。
提升功率阶段物理试验的流程如图 4.1-93 所示。

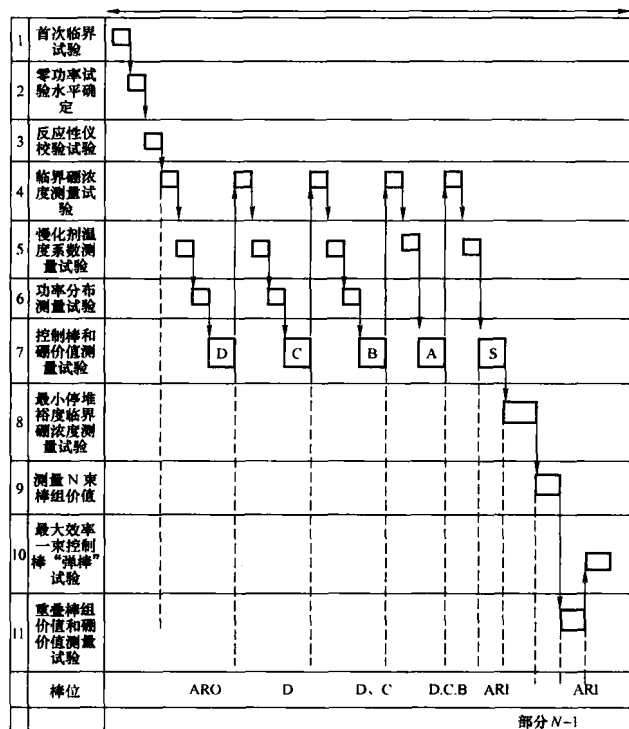


图 4.1-92 首次临界和零功率物理试验流程和进度

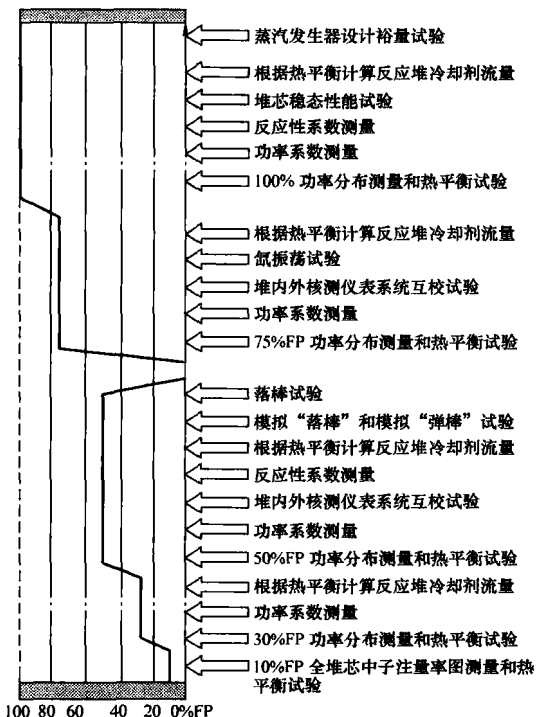


图 4.1-93 提升功率阶段物理试验流程

10.1.2.2 试验规程的编制

试验规程分为四类：

(1) 试验大纲与规范类规程：该类规程主要包括：物理试验大纲、试验规范和试验的质量安全计划等。

(2) 试验原理性规程：该类规程主要描述了各个试验的原理，同时也在规程中给出了每个试验测量数据的处理原理和方法。

(3) 试验实施细则：该类规程主要给出了每个试验实施的步骤，试验过程中需要记录的堆芯状态参数，以及试验数据处理的计算表格等内容。这部分规程是实施试验的工作文件。

(4) 试验仪器操作规程：这部分规程主要包括一些试验仪器、设备使用与操作，试验仪器与信号的连接，以及与试验相关的计算机软件的使用和操作规程。

试验规程的目录见表 4.1-36。

表 4.1-36 物理启动试验规程清单

序号	规程编码	程序名称
I. 试验大纲和规范		
1	TR/OPT/002	物理试验技术规范
2	TR/OPT/003	首次堆芯物理启动试验实施大纲
3	TR/OPT/005	物理启动试验的质量和安计划
II. 试验原理		
1	TR/OPT/011	堆芯首次装料物理试验原理
2	TR/OPT/012	首次堆芯临界物理试验原理
3	TR/OPT/013	反应性仪的校核试验原理
4	TR/OPT/014	临界硼浓度测量原理
5	TR/OPT/015	等温温度系数测量原理
6	TR/OPT/016	调硼法测量控制棒价值和硼价值原理
7	TR/OPT/017	棒组积分价值测量导则
8	TR/OPT/018	弹棒试验原理
9	TR/OPT/019	中子通量图测量试验原理
10	TR/OPT/020	热平衡测量试验原理
11	TR/OPT/021	功率系数测量试验原理
12	TR/OPT/022	落棒试验原理
13	TR/OPT/023	一束控制棒抽插（模拟落棒和模拟弹棒）试验原理
14	TR/OPT/024	氙振荡试验原理
15	TR/OPT/025	反应性系数试验原理
16	TR/OPT/026	堆外核功率测量系统校验试验原理
17	TR/OPT/027	100%FP 堆芯稳态性能试验原理
18	TR/OPT/028	中子通量图试验数据处理原理
19	TR/OPT/029	根据热平衡计算反应堆冷却剂流量试验原理
20	TR/OPT/030	蒸汽发生器设计裕量试验原理
III. 试验实施细则		
1	TP ENS24	堆芯装料的准备
2	TP DEM31	堆芯装料
3	TP COR51	首次临界试验
4	TP COR52	零功率堆芯性能试验
5	TP COR53	落棒试验
6	TP COR54	堆外通量测量电离室刻度
7	TP COR55	不同功率下功率分布测量
8	TP COR56	模拟落棒试验
9	TP COR59	反应性系数测量
10	TP RCP64	根据热平衡计算反应堆冷却剂流量
11	TP PER54	蒸汽发生器设计裕量试验
12	TR/OPT/045	热平衡测量实施细则

续表

序号	规程编码	程序名称
13	TR/OPT/046	功率系数测量实施细则
14	TR/OPT/047	模拟弹棒试验细则
15	TR/OPT/050	氙振荡试验细则
16	TR/OPT/051	100%FP堆芯稳态性能试验实施细则
IV. 试验信号连接与仪器操作		
1	TR/OPT/060	堆芯物理启动试验仪器的调试和信号连接
2	TR/OPT/064	反应性仪的操作
3	TR/OPT/065	中子通量测量系统的操作
4	TR/OPT/066	堆芯测量系统 (RIC) 数据处理操作
5	TR/OPT/067	功率分布监测 (RPDM) 的操作
6	TR/OPT/068	多笔记录仪 (LR4200E) 的使用与操作
7	TR/OPT/069	X-Y 记录仪 (3033) 的使用与操作
8	TR/OPT/070	临时中子计数装置操作
合 计		47 份

10.1.3 试验仪器、设备及试验信号

10.1.3.1 试验仪器及设备

(1) 数字式反应性仪。

数字式反应性仪是将堆外核测仪表系统 RPN 四个功率量程测量通道中的一个通道六段电离室电流信号的和作为输入信号, 另外该反应性仪还可以外接一路 P2 参数 (即作为反应性测量过程监测的平均温度、控制棒棒位和压力等信号), 这些信号可以根据反应性仪测量不同的需要, 在试验测量结束后参与反应性的计算 (如温度系数测量、控制棒价值测量等)。反应性仪的输出信号有反应性信号、中子通量水平信号和 P2 参数。

(2) 数字化记录设备。

启动试验中还配置了数字化的记录设备, 这些设备包括数字式多笔记录仪和笔记本电脑。所有接入多笔记录仪的信号, 除了在记录仪上记录试验过程外, 还将其数字量通过记录仪与笔记本电脑的连接, 将试验采集的数据记录在笔记本电脑中。这样为试验数据的处理和试验再现都提供了十分便利的条件和基础, 同时也提高了试验数据处理的准确度。采

用计算机数字处理, 可以快速得到试验结果, 而且还可以根据试验数据进行试验曲线的拟合, 给出拟合曲线的关系式。尤其对一些瞬态试验, 可以通过拟合关系式进行趋势分析。这些设备有:

1) 多笔记录仪: 用于记录反应性、中子通量、稳压器水位、反应堆冷却剂平均温度以及参考温度等信号。

2) X-Y 记录仪: 记录反应性和冷却剂平均温度信号。

3) 数字电压表: 信号来自反应性计算机, 主要用来指示通量水平。

4) 标度变换器: 主要用于温度系数的测量。

5) 试验数据采集系统: 试验数据采集系统包括核电厂的中央数据采集系统 KIT、试验数据采集系统 KDO、KME。试验过程中反应堆的运行状态、参数是通过 KIT 系统进行实时监测和数据采集的。热平衡计算由 KME (试验数据采集) 系统承担。瞬态试验的过程数据可以通过 KDO 系统来记录。由于 KDO 数据采集的时间可以设置很短 (最短到 5ms), 所以对一些瞬态试验, 除了采用外接高速多笔记录仪外, 还可以从 KDO 系统上获取试验测量数据。这些核电厂系统记录的数据都可以以文本文件的形式取出, 这样在数据处理和分析上可以利用各种数据处理和办公软件进行数据分析。

(3) 堆芯测量系统 RIC。

用于功率分布测量。

(4) 堆外核测仪表系统 RPN。

用于反应性仪信号的连接和功率监测。

(5) 硼浓度计和化学分析装置。

用来测量和分析硼浓度。

10.1.3.2 试验信号

由于物理试验的需要, 制作了物理试验端子排, 将堆芯物理启动试验需要的反应性、中子注量率、RPN 系统各测量通道输出信号、回路冷端温度、平均温度、参考温度和一回路压力、稳压器水位, 以及控制棒棒位等常用的试验信号汇集在这个端子排上。这样方便于试验的信号连接, 这个端子排包括表 4.1-37 所列的信号。

表 4.1-37

物理试验信号端子对应

序号	变量描述	最小电气值	最大电气值	信号源及端子号		物理试验端子排
				信号源	端子块号	
1	反应性 ρ	-10V	10V	RPN	XR5	PHY1-1, 2
2	中子注量率 ϕ	0V	10V	RPN	XR5	PHY1-3, 4
3	1 号功率量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-07	PHY1-5, 6
4	2 号功率量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-13	PHY1-7, 8
5	3 号功率量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-15	PHY1-9, 10
6	4 号功率量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-17	PHY1-11, 12
7	平均功率	0V	10V	KDO	BN12-19	PHY1-13, 14
8	1 号中间量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-05	PHY1-15, 16
9	2 号中间量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-11	PHY1-17, 18
10	1 号源量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-04	PHY1-19, 20
11	2 号源量程中子通量	0V	10V	KDO	BN12-09	PHY1-21, 22
12	参考温度	4mA	20mA	KDO	BN02-51	PHY1-23, 24
13	控制棒 D 组实测棒位	4mA	20mA	KDO	BN12-02	PHY1-25, 26
14	控制棒 C 组实测棒位	4mA	20mA	KDO	BN08-51	PHY1-27, 28
15	控制棒 B 组实测棒位	4mA	20mA	KDO	BN08-50	PHY1-29, 30

续表

序号	变量描述		最小电气值	最大电气值	信号源及端子号		物理试验端子排
					信号源	端子块号	
16	控制棒 A 组实测棒位		4mA	20mA	KDO	BN08-49	PHY1-31, 32
17	轴向功率偏差		0V	10V	KDO	BN12-21	PHY1-33, 34
18	稳压器水位		0V	10V	KIT	083AR842BN1	PHY1-35, 36
19	环路 1 测温旁路平均温度		0V	10V	KIT	083AR831BN13	PHY1-37, 38
20	环路 2 测温旁路平均温度		0V	10V	KIT	083AR834BN5	PHY1-39, 40
21	环路 1 测温旁路温差		0V	10V	KIT	083AR832BN2	PHY1-41, 42
22	环路 2 测温旁路温差		0V	10V	KIT	083AR834BN8	PHY1-43, 44
23	环路 1 冷端测温旁路温度		0V	10V	KIT	083AR831BN12	PHY1-45, 46
24	环路 2 冷端测温旁路温度		0V	10V	KIT	083AR835BN9	PHY1-47, 48
25	环路 1 热端测温旁路温度		0V	10V	KIT	083AR832BN3	PHY1-49, 50
26	环路 2 热端测温旁路温度		0V	10V	KIT	083AR834BN9	PHY1-51, 52
27	反应堆热功率信号		4mA	20mA	KIT	081AR828BN16	PHY1-53, 54
28	RPN M600	目前该电缆线已经在主控室 P7 盘后	0V	10V	RPN	RPN M600	PHY1-55, 56
29	RPN M601		0V	10V	RPN	RPN M601	PHY1-57, 58

10.1.3.3 试验仪器与信号的连接

(1) 零功率堆芯性能试验仪器设备连接。

在机组首次堆芯物理启动的零功率物理试验期间, 试验仪器、设备与试验信号的连接见图 4.1-94 所示。

(2) 提升功率物理试验仪器设备连接。

机组首次堆芯物理启动试验过程中, 在提升功率物理试验阶段试验仪器、设备与试验信号的连接见图 4.1-95 所示。

10.1.4 安全与预防措施

10.1.4.1 零功率堆芯性能试验

(1) 在堆芯物理试验过程中, 最有可能发生的事故是反应性事故, 它有可能使堆芯的燃料组件造成严重的损坏。

在堆芯物理启动试验期间, 尤其是在堆芯首次达临界以及零功率堆芯性能试验阶段中, 堆芯的反应性变化十分频繁, 主要是:

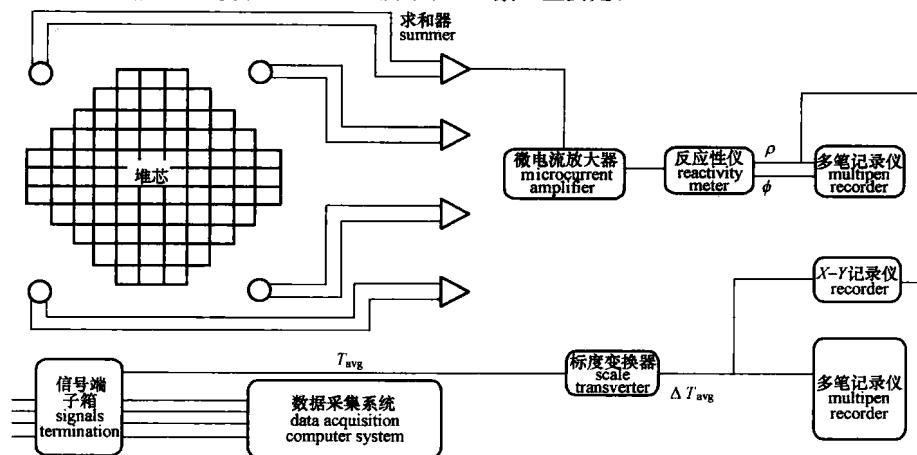


图 4.1-94 零功率堆芯性能试验仪器设备连接

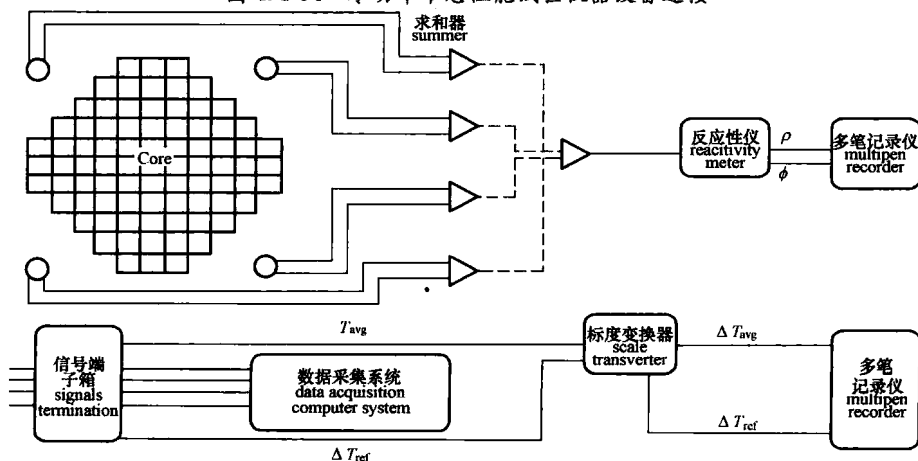


图 4.1-95 提升功率物理试验仪器设备连接

1) 控制棒位置的频繁变化。
2) 硼浓度的频繁变化。
3) 机械故障。如控制棒驱动机构或它的承压包壳的问题, 反应堆硼和水补给系统, 以及化学和容积控制系统的问题等。

4) 电气故障。如控制棒状态, 其他操作和调节系统等。
5) 人为操作的原因。如违反试验规程, 试验和操作人员错误判断和干预等。

6) 硼浓度的失控稀释。造成稀释的水可能是化学和容积控制系统, 或者反应堆硼和水补给系统的机械故障以及人为误操作因素引起的。

7) 控制棒组的失控提升。

(2) 安全措施。

1) 试验过程中必须严格遵守技术规格书、物理试验技术规范的规定和试验规程。

2) 注意观察和分析试验过程中出现的各种物理现象。一旦出现异常情况或者有一个安全准则得不到满足时, 应立即中止试验的进程。异常情况必须经过认真分析处理后, 认为在不影响反应堆堆芯安全的前提下, 再决定该试验是否需要重新或继续进行。

3) 技术防范措施:

① 零功率物理试验期间以及有关反应性添加的任何运行操作过程中, 反应性添加的倍增周期不得短于 30s。

② 在一定的硼浓度或温度条件下, 反应堆可在慢化剂温度系数稍许为正的情况下达临界, 控制棒组 D 的插入可超出插入极限, 但在试验结束后, 应立即恢复慢化剂温度系数为负的正常运行条件。

③ 试验过程中, 应严禁一切引起冷却剂平均温度及硼浓度发生急剧变化的操作。

④ 在试验过程, 如果发生由于其他原因而导致正反应性的急剧引入时, 应立即紧急停堆。如果控制棒组不能自动掉入堆芯, 则必须采取手动启动安注系统。

⑤ 在堆芯首次逼近临界或者反应性变化时, 禁止同时用两种或两种以上的方式向堆芯引进正反应性。

⑥ 控制棒组 (束) 要间断提升, 并且要限制每次提升所引进的反应性大小 (即限制提棒速率)。

⑦ 作为最后的安全措施, 安全注射系统 RIS 必须处于可运行状态。

4) 为了保证物理试验的顺利进行, 试验前所有物理试验人员必须经过安全教育、专业知识及技能的培训、试验规程的学习和模拟演练。最后必须进行试验前的考核, 合格者方能上岗试验。

5) 对参与试验的人员进行试验规程的交底, 使所有人员了解并清楚物理试验的原理和试验过程。

10.1.4.2 提升功率物理试验

(1) 试验中的安全事项。

在逐级提升功率过程中, 在各功率台阶上进行物理试验时, 应注意:

1) 在对功率量程测量通道进行刻度时, 由于需要通过调整主调节棒组 D 的移动, 人为地造成氙振荡, 然后在氙振荡过程中进行试验相关的测量。因此在这个试验期间, 应时刻注意控制反应堆的运行状态点, 杜绝运行状态点超出运行梯形图的左右边界线 (见图 4.1-96)。

2) 在反应堆功率运行调试期间, 大量的系统、设备以及物理试验等, 都会由于试验的要求, 或者意外情况的发生而造成反应堆的停堆出现。在使反应堆堆芯重返临界状态 (恢

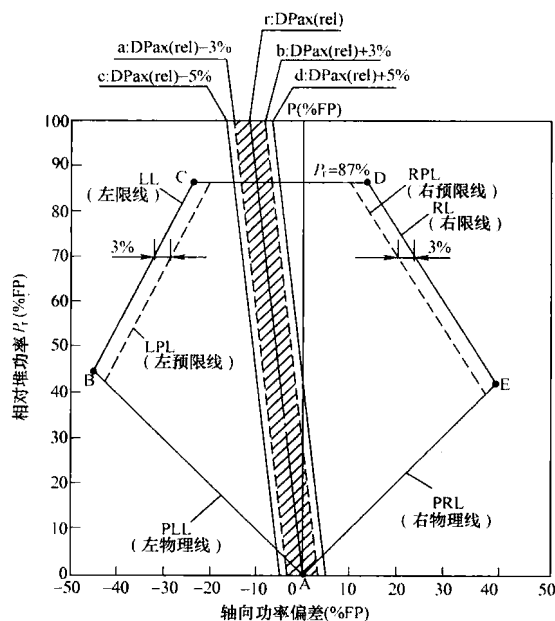


图 4.1-96 第一循环运行梯形

注: AB 斜率为 -1.0, BC 斜率为 2.0,

DE 斜率为 -1.598, EA 斜率为 1.0。

复临界试验) 过程中, 由于存在多种反应性的综合效应, 特别是氙毒反应性效应的作用, 往往会增加恢复临界计算的难度。因此, 必须对这些反应性的综合效应进行准确、细致的估算, 这样可以避免在恢复临界试验中, 出现意外临界事故。

(2) 堆芯物理试验中的安全措施。

1) 在功率提升过程中, 严格遵守运行技术规范中对功率提升的限制要求 (即限制功率提棒速率)。

2) 在试验过程中, 要及时调整和设置适当的保护定值, 做到步步设防, 确保堆芯的安全。

3) 在多种反应性效应起作用的恢复临界试验中, 必须准确、细致地进行反应堆功率史的统计以及毒物效应的计算, 同时还应充分利用已获得的试验数据, 来精确地估算临界点。在恢复临界的过程中, 尤其在逼近临界点时应谨慎操作。

4) 停堆保护、安全注射系统 RIS 必须时刻处于可运行状态。

10.1.5 试验实施

10.1.5.1 首次堆芯临界试验

机组首次堆芯临界试验是通过: “提棒—稀释—提棒”的方式达到首次临界状态。在逼近临界过程中, 通过不断地进行堆外核测仪表系统 RPN 的源量程测量通道中子计数率与控制棒棒位、硼浓度分析值、硼浓度计读数和稀释水量等的 1/M 外推计算, 来实施反应堆的临界试验。

在反应堆达到临界后, 通过提升 D 棒组来增加中子通量水平, 检查堆外核测仪表系统 RPN 的源量程测量通道与中间量程测量通道、中间量程测量通道和功率量程测量通道测量值之间的线性和重叠关系, 寻找多普勒发热点, 确定零功率物理性能试验的功率水平, 以及采用周期法对数字反应性仪进行精度的校验。

10.1.5.2 零功率堆芯性能试验

(1) 在零功率状态的不同控制棒状态下 (见图 4.1-92), 进行如下测量以验证堆芯物理参数:

- 1) 临界硼浓度测量。
- 2) 等温温度系数 (慢化剂温度系数) 测量。

3) 控制棒组(束)的微分和积分价值(通过调硼法进行测量)测量。

4) 堆芯功率分布测量(反应堆功率升至 $<1\%$ FP)。

(2) 所要求的控制棒组的主要状态有以下几种:

1) 所有控制棒组全部提升至堆顶(即 $ARO, D=C=B=A=S=225\text{step}$)。

2) 除 D 棒组插入至 5 步外, 其余棒组均在堆顶(即 $D=5\text{step}, C=B=A=S=225\text{step}$)。

3) D、C 棒组插入至 5 步, 其余棒组均在堆顶(即 $D=C=5\text{step}, B=A=S=225\text{step}$)。

4) D、C、B 棒组插入至 5 步, 其余棒组均在堆顶(即 $D=C=B=5\text{step}, A=S=225\text{step}$)。

5) D、C、B、A 棒组插入至 5 步, 棒组 S 在堆顶(即 $D=C=B=A=5\text{step}, S=225\text{step}$)。

6) 重叠棒组位于零功率插入限值(即 $D=5\text{step}, C=107\text{step}, B=A=S=225\text{step}$)。

(3) 用于验证安全分析假设的试验:

1) $(N-1)$ 棒束插入状态下的临界硼浓度测量, 即最小停堆深度测量。在零功率试验状态下, $-1\%\Delta\rho$ 测量当一束具有最大反应性效应的控制棒束“卡”在堆外时, 能够确保反应堆热停堆时的停堆深度的反应性所需要的硼浓度。

2) 最大效率的一束控制棒“弹棒”试验。在零功率控制棒插入极限状态下, 通过调硼的方法将一束具有最大反应性效应的控制棒束“模拟”弹出堆芯, 测量弹棒棒束的微积分价值和弹棒前后堆芯功率分布, 检查热点因子 F_q 和焓升因子 $F_{\Delta H}$ 与设计限值的差别。

10.1.5.3 升功率阶段的物理试验

(1) 在不同功率(5%FP、10%FP、30%FP、50%FP、75%FP、87%FP、97%FP 和 100%FP) 台阶上进行如下测量, 以验证堆芯在功率状态下的堆芯物理、热工水力性能参数:

1) 堆芯功率分布测量(5%FP、10%FP、30%FP、50%FP、75%FP、97%FP 和 100%FP), 测量热点因子 F_q 、焓升因子 $F_{\Delta H}$ 和径向功率峰值因子 F_{xy} 与设计值进行比较。试验测量数据通过数据处理软件进行数据处理。

2) 热平衡测量和反应堆冷却剂流量计算(5%FP、10%FP、30%FP、50%FP、75%FP、87%FP、97%FP 和 100%FP), 用来测量反应堆发出的热功率, 同时根据热平衡的测量结果进行反应堆冷却剂系统的流量计算。

3) 功率系数测量(30%FP、50%FP、75%FP 和 100%FP), 通过测量随着功率变化而产生的反应性变化量, 求出反应堆各功率台阶上的功率系数以及功率亏损, 以检验《核设计报告》的结果, 同时也为运行提供运行参数。

4) 堆内外核测仪表互校试验(50%FP、75%FP 和 100%FP)。在稳定的功率台阶下, 通过 D 棒组的移动人为地引入一个堆芯轴向氙致功率振荡。在不同的堆芯轴向功率偏移 AO, 或者轴向功率偏差 ΔI 状态下进行堆芯轴向功率分布测量, 来达到堆外核仪表系统(RPN)测量通道刻度系数的校刻。这个试验是使用堆内核测系统(RIC)的测量值来校正和刻度堆外核仪表系统测量通道的刻度系数的。试验时首先用堆内核测系统在轴向氙振荡前后分别进行一次全堆芯中子通量测量, 然后在轴向氙振荡过程中进行若干次部分中子通量测量, 在功率分布测量期间同时也要进行堆外核测系统的测量, 记录下 RPN 各测量通道电离室的电流值、KME 热平衡计算值, 以及堆芯运行状态参数。最后根据堆内外核测系统的测量结果经过数据处理软件的计算, 确定堆

外核仪表系统各功率量程测量通道探测器的刻度系数 KH、KB 和 α 。

5) 反应性系数测定(50%FP、100%FP)。通过二回路汽机负荷产生一个负阶跃变化(30MW), 记录由此造成的功率变化过渡过程中的有关堆芯状态参数, 从而计算得到等温温度系数 α_{iso} 对多普勒(Doppler)功率系数 α_P 的比值。

6) 100%FP 堆芯稳态性能试验(100%FP)。确认反应堆在满功率状态下, 堆芯的稳态性能参数(如 DNBR、临界硼浓度等)与设计相符; 检验控制棒组 D 在咬量位置下的微分反应性当量; 同时由测量得到一套堆芯正常运行状态下的基础运行数据。

(2) 用于验证安全分析假设的试验:

1) “模拟落棒”试验。在 50%FP 状态下, 通过选定的一束控制棒束“模拟”落到堆底, 测量落棒前后的堆芯功率分布, 检查热点因子 F_q 和焓升因子 $F_{\Delta H}$ 与设计限值的差别。

2) “模拟弹棒”试验。在 50%FP 状态下, 通过选定的一束控制棒束“模拟”弹出堆芯, 测量弹棒棒束的微积分价值和弹棒前后的堆芯功率分布, 检查热点因子 F_q 和焓升因子 $F_{\Delta H}$ 与设计限值的差别。

3) “落棒”试验。在 50%FP 状态下, 通过选定的两束控制棒束掉入堆底, 触发最大负中子注量率变化率高 dn/dt 反应堆保护信号的产生, 最终导致反应堆的停堆保护。同时根据高速条形图记录仪记录的落棒过程曲线确认与停堆保护设定值有关的四个功率量程通道继电器中至少有三个被打开。

4) 氙振荡试验。在 75%FP 状态下, 首先是堆外核测系统 RPN 功率量程测量通道探测器刻度系数的需要; 其次是检验最终安全分析报告中氙振荡是收敛的。

5) 蒸汽发生器设计裕量试验。在 100%FP 的稳定功率运行状态下, 通过调整控制棒的棒位, 以造成蒸汽发生器出口压力的变化, 来模拟假设蒸汽发生器大约有 10%的传热管发生堵管现象, 然后通过收集试验过程中得到的各种反应堆一、二回路的运行参数, 来验证蒸汽发生器的设计裕度, 并提供蒸汽发生器在堵管条件下的热输出能力。

10.2 首次堆芯临界物理试验

堆芯满装载后的主系统和辅助系统, 在经过了冷态和热态的调试试验后, 其所有与反应堆首次堆芯临界和物理启动试验相关的系统和设备都处于正常运行或/和热备用状态时, 机组已具备物理启动的条件。

10.2.1 试验目的

机组首次反应堆临界试验的目的是:

1) 安全、顺利地使反应堆堆芯首次达到临界状态。

2) 检验堆外仪表探测器(源量程、中间量程和功率量程通道)的重叠和线性关系。

3) 确定零功率物理试验中子注量率。

4) 校核反应性仪的正确运行。

10.2.2 基本原理

事先选定一个次临界状态, 其次临界度由已有的临界试验值或比较可信的理论值为依据进行达临界试验。压水堆核电厂是在核裂变材料、慢化剂、结构材料以及吸收材料(控制棒及化学毒物)已经确定的情况下, 通过控制棒的提升以及硼浓度的稀释来使反应堆达到临界。确定反应堆临界条件是: 临界控制棒棒位以及临界硼浓度。其实现的方法是: 在事先确定的次临界状态下, 用提棒—稀释—提棒的方法使

反应堆达到临界状态。在达临界的过程中,为了确定反应堆由次临界状态向临界状态逼近的程度和临界点,采用中子计数率倒数外推方法进行监测。

由中子动力学方程:

$$\frac{dn}{dt} = \frac{k_{\text{eff}}(1-\beta) - 1}{l} n + \sum_{i=1}^6 \lambda_i C_i + S \quad (4.1-45)$$

$$\frac{dC_i}{dt} = \frac{k_{\text{eff}}\beta_i}{l} n - \lambda_i C_i \quad (4.1-46)$$

$$\beta = \sum_{i=1}^6 \beta_i$$

式中: n 为中子密度 n/cm^3 ; dn/dt 为中子密度随时间的变化率, $\text{n}/(\text{cm}^3 \cdot \text{s})$; β_i 为第 i 组缓发中子在全部分裂中子中所占的有效份额; l 为中子平均寿命, s ; C_i 为第 i 组缓发中子的先驱核浓度, n/cm^3 ; S 为外中子源强度, Bq ; $\lambda_i C_i$ 为第 i 组先驱核的衰变率, 等于第 i 组缓发中子的产生率, $\text{n}/(\text{cm}^3 \cdot \text{s})$ 。

在反应堆达临界过程中,由于堆内存在外中子源,使处于次临界状态的反应堆也可形成稳定的中子分布,即

$$\frac{dn}{dt} = 0$$

$$\frac{dC_i}{dt} = 0$$

这样,解式 (8.2-44) 和式 (8.2-45), 得

$$n = \frac{l}{1 - k_{\text{eff}}} S \quad (4.1-47)$$

式中: $(1 - k_{\text{eff}})$ 为表征反应堆的次临界度。

当 $n \rightarrow \infty$ 时, $k_{\text{eff}} \rightarrow 1$, 反应堆达临界。

机组首次堆芯临界试验是采用倒数率 ($1/M$) 对控制棒位、一回路硼浓度、稀释水量及时间进行外推的,以此来确定在提棒或稀释过程中的临界棒位或临界硼浓度。 $1/M$ 的定义如下:

$$1/M = N_0/N_i$$

式中: N_0 为系统的基准计数率; N_i 为不同棒位或不同硼浓度或不同稀释水量和水体积或不同时间下的计数率。

10.2.3 试验实施

10.2.3.1 反应堆初始条件

- (1) 所有控制棒组均位于 5 步插入状态。
- (2) 硼浓度 $2100\text{ppm} \leq C_B \leq 2150\text{ppm}$ 。
- (3) 平均温度稳定控制在 $T_{\text{avg}} = 290.8 \pm 1^\circ\text{C}$ 。
- (4) 压力稳定控制在 $15.5_{-0.2}^0 \text{MPa}$ 。
- (5) 反应性已调试完毕,相应的物理参数已完成设置,设备处于热备用状态。
- (6) 各种试验测量仪器、记录设备已连接就位 (见图 4.1-97 所示),仪器设备的参数设置以及与信号的连接已经完成。

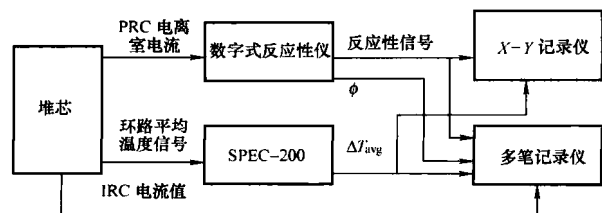


图 4.1-97 首次临界试验仪器、设备连接图

完成。

(7) 堆外核测仪表系统 RPN 初试完毕,通电,运行稳定。根据《初始定值调整试验规程》已对两个源量程通道、两个中间量程通道和四个功率量程中的参数进行了设置:

1) 源量程 SRC: 高通量停堆报警整定值 $= 3 \times \text{SRC}$ 计数

紧急停堆整定值 $= 1 \times 10^5 \text{ c/s}$

2) 中间量程 IRC: 紧急停堆整定值 $= 2.5 \times 10^{-5} \text{ A}$

$C_1 = 2 \times 10^{-5} \text{ A}$

$P_6 = 10^{-10} \text{ A}$

3) 功率量程 PRC: 低通量紧急停堆整定值 $= 25\% \text{ FP}$

高通量紧急停堆整定值 $= 50\% \text{ FP}$

$C_2 = 20\% \text{ FP}$

4) 功率量程电离室的系数 KH 、 KB 、 α 参数的初始设置已经完成。

5) 控制棒驱动机构、控制棒棒位的操作和指示系统均能正常工作。

6) 硼取样所需的所有设备 (包括硼浓度计和化学分析实验室手动分析系统) 工作正常,能够正确、频繁地测量反应堆冷却剂回路和稳压器中的硼浓度 (通常正常情况下,每 30min 分别进行一次冷却剂回路和稳压器取样操作)。

7) 满装载后两个源量程测量通道的计数率都不低于 2cps (信噪比大于 2)。与一个源量程测量通道相连接的音响装置工作正常,并有合适的计数声。

8) 为达临界已准备足够的硼稀释所需的除盐水。

9) 两个源量程的中子计数率数字读数有显示。

10) 试验所需要的各种记录表格、专用记录纸 (坐标纸、记录仪纸等) 和专用的记录笔,稀释或者硼化的标度表等准备就绪。

10.2.3.2 预防与安全措施

(1) 试验将严格遵守《运行技术规范》和《物理试验技术规范》。

(2) 控制棒的落棒时间应不大于设计值。

(3) 如果在堆芯满装载情况下,两个源量程测量通道的计数率都低于 2cps,则要求在功率量程备用测量孔道内放入高效临时中子计数装置,使得中子有效计数率达到至少 2cps,以保证反应堆启动的安全。

(4) 控制棒组的提棒顺序按 A、B、C、D 重叠区为 100 步自动提棒程序进行提棒。

(5) 稀释时的速率要满足反应性引入速率,应小于规定值。

(6) 在稀释过程中,反应堆冷却剂中的硼浓度 CB_{loop} 与稳压器中的硼浓度 CB_{pres} 之差尽量维持在限制区内:

$$CB_{\text{pres}} - 100\text{ppm} \leq CB_{\text{loop}} \leq CB_{\text{pres}} + 50\text{ppm}$$

(7) 稀释逼近临界过程中,当反应堆冷却剂系统的硼浓度 CB 离 D 棒组预定棒位上的外推临界硼浓度还差 50ppm 时,必须立即停止任何稀释操作。

(8) 反应堆冷却剂系统 (RCP) 温度的控制是通过二回路向大气排放蒸汽的方式实现。

(9) 逼近临界的过程中,如计数率有不正常的变化,控制棒束的提升或硼稀释操作应暂停。在了解出现非正常现象的原因,并确认其不会危及核电厂的安全之后,控制棒束的提升或硼稀释的操作才可再继续进行。

(10) 通量水平的启动速率应限制在每分钟 1 个数量级。

(11) 在向临界逼近的过程中,如果源量程中有一个通道的中子计数率突然出现超过两倍变化的异常现象,此时提

棒或者稀释操作应立即中止。只有当所引起异常变化现象的原因被查清,而且该原因不会危及核电厂的安全时,提棒或者稀释的操作方可重新继续进行。

(12) 在试验过程中,如果发生紧急停堆事件,应暂停提棒或者硼稀释操作。在了解紧急停堆事件的原因,并确认其不会危及核电厂的安全之后,提棒或者稀释的操作方可重新继续进行。否则,使反应堆达到并保持紧急停堆所要求的硼浓度。

(13) 根据理论计算的主调节棒组 D 在预定棒位时的预计临界硼浓度,稀释至计数率倒数接近 0.08,停止稀释操作。

10.2.3.3 首次临界试验

(1) 首先将停堆棒组 S 提升至 225step,然后再以重叠方式提升控制棒组 A、B、C、D,直至 D=150step 停止提棒操作。在控制棒组提升过程中,每提升 50step 时进行一次 $1/M$ 外推计算和作外推曲线(见图 4.1-98 和图 4.1-99)。

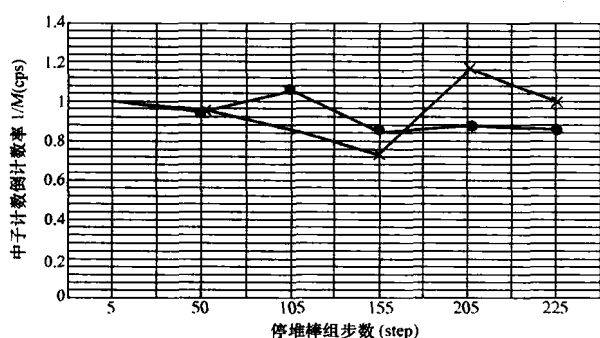


图 4.1-98 停堆棒组提升过程倒计数率外推曲线

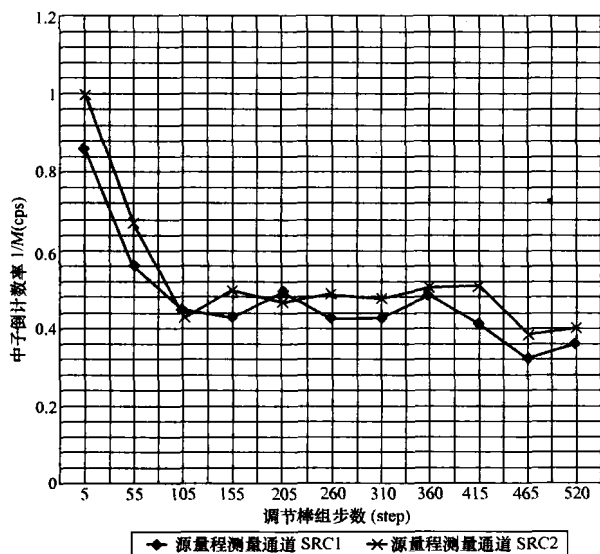


图 4.1-99 调节棒组提升过程中中子倒计数率外推曲线

(2) 当控制棒组提升至预定棒位后,实施落棒紧急停堆试验,以检查在首次达临界前棒控系统性能的完好性。

(3) 重复(1)步,按重叠棒提棒程序将控制棒组提升至 D=150step。

(4) 保持控制棒组不动,按照调试规程的规定进行硼浓度稀释操作。硼稀释操作将分三个阶段进行:

1) 快速稀释。以 7.5t/h 的恒定稀释流量向堆芯引入正反应性。在稀释过程中,每隔 15min 和 30min 分别进行硼浓度计读数一次和一回路线化学取样分析,并根据这些测量数据进行 $1/M$ 和外推曲线的描绘。当中子倒计数率 $1/M \approx 0.2$

时停止快速稀释。

2) 中速稀释。以 5t/h 的恒定稀释流量向堆芯引入正反应性。当中子倒计数率 $1/M \approx 0.15$ 时停止中速稀释。

3) 慢速稀释。以 3.2t/h 的恒定稀释流量向堆芯引入正反应性。当 $CB_{测量} = CB_{预计} + 50\text{ppm}$,或者中子倒计数率 $1/M \approx 0.08$ 时停止慢速稀释。

4) 稀释速率的控制规定:①在快速稀释过程中,如果化学样品分析结果 $|CB_{LXP} - CB_{PRZ}| \geq 100\text{ppm}$,将稀释速率降低到大约 5t/hour 的恒定流量,直到下一个化学样品分析结果;②如果样品分析结果的偏差仍然大于或者等于 100ppm,那么将停止稀释操作,进行一回路系统中的硼浓度均匀,直到获得样品分析结果的偏差小于 100ppm;③如果所获得的样品分析结果的偏差小于 100ppm,而大于 50ppm,将恢复 5t/h 的稀释速率;④如果所获得的样品分析结果的偏差小于 50ppm,将恢复 7.5t/hr 的稀释速率;⑤对于中速和慢速稀释的速率控制要求一样,但是硼浓度的偏差要求控制在 50ppm。

5) 稀释水量计算:

$$Q = 165 \ln \frac{CB_{初}}{CB_{末}} \quad (4.1-48)$$

式中: Q 为稀释水总量, t; $CB_{初}$ 为当前一回路的硼浓度, ppm; $CB_{末}$ 为稀释后一回路的硼浓度, ppm。

6) 保持硼浓度不变, D 棒组进行分段(每段 5~10step)提升。

当 D 棒组提升至 160step 时,反应堆出现 240s 的稳定周期。根据 $\rho-T$ 曲线可知,临界棒位为 152step。

最后,再以分段提升主调节棒组 D 来提高堆芯中子注量率即功率水平,在堆外核测仪表系统 RPN 的中间量程测量通道的电流值达到 $1 \times 10^{-8} \text{A}$ 时,建立稳定的标准临界状态。

10.2.3.4 堆外核测仪表探测器的重叠与线性关系

在反应堆达到临界后,通过提升 D 棒组来增加中子注量率。在功率水平提升过程中,通过记录仪记录下堆外核测仪表系统 RPN 各测量通道探测器的输出信号(源量程的输出为计数率,中间量程和功率量程测量通道的输出为电流)。然后根据记录的数据在双对数坐标纸上描绘出源量程测量通道与中间量程测量通道,以及中间量程测量通道与功率量程测量通道测量值之间的关系曲线,来确定堆外核测仪表系统探测器的重叠与线性关系。

10.2.3.5 零功率物理试验范围的确定

零功率物理试验通常是在系统本底噪声水平以上、多普勒发热点以下范围内进行的,这是因为本底噪声和多普勒发热点都会对试验结果产生影响。该试验是在堆外核测仪表探测器线性与重叠关系的验证过程中进行的。试验时通过不断地增加堆芯中子注量率,同时利用多笔记录仪记录下中子注量率、反应性和冷却剂平均温度的变化曲线。在功率水平不断上升的过程中,注意观察中子注量率、反应性和冷却剂平均温度记录曲线的变化。当记录曲线被观察到出现明显拐点时,结束该试验,该拐点即被认为是多普勒发热点。然后根据零功率物理试验水平的确定原则:将多普勒发热点的电流值降低 1~2 个数量级,确定了零功率堆芯性能试验的功率水平。

10.2.3.6 反应性仪的校刻

反应性仪校刻试验的原理是利用了倒时方程。倒时方程是表达反应堆周期 T 和反应性 ρ 之间的关系式,是反应堆在启动过程中应用周期来实施反应性测量的理论依据(即周期

法的原理), 即

$$\rho = \frac{\Lambda}{T} + \sum_{i=1}^6 \frac{\beta_{i, \text{eff}}}{1 + \lambda_i T} \quad (4.1-49)$$

反应堆周期 T 为堆内中子注量率变化 e 倍所需的时间。在反应堆实际运行中, 常用“倍周期”, 它是反应堆中子注量率增长一倍所需的时间, 记为 T_d 。则有

$$T = T_d / \ln 2 \quad (4.1-50)$$

这样只要测量出中子的倍增时间 T_d 就可以根据上述公式算出反应性 ρ 。这就是周期法测量反应性的原理, 根据它来校验反应性仪的正常运行。为了由倍周期 T_d 很方便地找出所对应的反应性 ρ , 一般将 $\rho-T_d$ 关系制成表格或曲线。通过该表可以很方便地得到给出倍周期 T_d 对应下的反应性 ρ , 或者由已知的反应性 ρ 查出对应的倍周期 T_d 来。

反应性仪的校刻试验:

(1) 用主调节棒组 D 保持堆芯的临界状态。

(2) 快速将 D 棒组提升一个棒位 (该棒位由试验所要引入的反应性确定, 如需要引入一个 +20pcm 的反应性), 这样从数字式反应性仪上测到一个实际引入的反应性 ρ_r (单位: pcm), 并在多笔记录仪上记录下所测反应性的轨迹。

(3) 用与数字式反应性仪相连接的数字电压表和秒表来测量中子注量率变化的倍增周期 T_d (单位: s)。

(4) 当数字式反应性仪的指示接近 90% 时下插 D 棒组, 使中子注量率水平下降至测量开始的水平并保持堆芯的临界状态。

(5) 然后利用 $\rho-T_d$ 关系曲线查出对应的反应性。

该试验分别在反应性变化 $\pm 20\text{pcm}$ 、 40pcm 、 60pcm 上进行反应性仪正常运行的校验, 试验结果曲线见图 4.1-100。

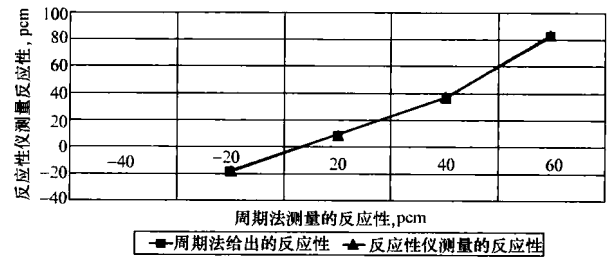


图 4.1-100 反应性仪校刻试验曲线

10.2.4 试验结果

试验结果见表 4.1-38~表 4.1-41。

表 4.1-38 临界试验

项目	理论值		试验值		差 值	
	临界棒位 D (step)	临界硼浓度 CB (ppm)	临界棒位 D (step)	临界硼浓度 CB (ppm)	临界棒位 D (step)	临界硼浓度 CB (ppm)
1	150	1294	152	1284	2	-10
2	ARO	1303	ARO	1294	0	-9

表 4.1-39 堆外探测器重叠和线性试验

状 态	理论值	试验值	偏差
源量程探测器与中间量程探测器的线性与重叠关系	1.5 个数量级	1.5 个数量级	////

表 4.1-40 多普勒发热点

状 态	理论值	试验值	偏差
多普勒发热点 (中间量程电流值 A)	3.0E-07	1.32E-07	////

表 4.1-41

反应性仪校刻

反应性 (pcm)	注量率 (%)		倍增周期 T_d (s)	$\delta\rho_{DT}$ 倍增时 间查得反应性	$\delta\rho_{\text{mes}}$ 反应性 仪测得的反应性值	$\frac{\delta\rho_{\text{mes}} - \delta\rho_{DT}}{\delta\rho_{DT}} \left(\frac{\delta\rho_{\text{mes}} - \delta\rho_{DT}}{\delta\rho_{DT}} \right)_{\text{avg}}$	
	初始	结束					
20	30	60	635.85	8.82	8.87	0.57%	0.58%
	40	80	667.75	8.42	8.47	0.59%	
40	30	60	139.40	35.90	35.81	-0.25%	0.085%
	40	80	139.15	35.81	35.96	0.42%	
60	30	60	49.75	82.44	81.91	-0.64%	-0.52%
	40	80	49.85	82.32	81.99	-0.40%	
-20	60	30	335.60	-18.78	-18.43	-1.86%	-1.20%
	40	20	339.30	-18.55	-18.45	-0.54%	

注 验收准则为 $\delta\rho < 4\%$ 。

10.3 反应堆临界硼浓度测量

压水堆核电厂反应堆反应性控制的主要控制手段除了控制棒组以外, 还有可溶硼。硼 (^{10}B) 对热中子具有很大的吸收截面, 改变慢化剂 (冷却剂) 中的硼浓度, 可以改变反应堆堆芯的有效增殖因子, 从而达到控制反应堆的目的。冷却剂回路中的溶硼控制主要用于提供足够的冷态或热态停堆裕度, 正常功率运行时溶硼控制可使大部分控制棒处于堆顶, 使径向功率分布趋于平坦, 并可对燃耗反应性作缓慢补偿等, 因此硼浓度的变化直接影响到估算停堆裕度、燃耗反应性和寿期。另外硼 (^{10}B) 作为化学补偿毒物, 对慢化剂温度系数有着显著的影响。随着硼浓度的增加, 慢化剂温度

系数的绝对值会越来越小。当慢化剂中的硼浓度超过某一值时, 慢化剂温度系数有可能出现正值。因此, 临界硼浓度是堆芯核设计中的一个重要参数。

10.3.1 测量方法及原理

10.3.1.1 末端临界硼浓度

在控制棒组或停堆棒组置于所要求的堆顶/堆底位置时, 测定此状态下的临界硼浓度 (即维持堆芯临界状态的硼浓度), 也称末端临界硼浓度。

临界硼浓度是在控制棒组接近其预定位置时进行测量的, 这时要对测量得到的硼浓度进行修正后才能得到满足试验要求的临界硼浓度, 即

$$C_{B,C}(P_0) = C_{B,C}(P_i) + \Delta C_{B,1} + \Delta C_{B,2} \quad (4.1-51)$$

式中: $C_{B,C}(P_0)$ 为满足试验条件要求的临界硼浓度;
 $C_{B,C}(P_i)$ 为控制棒组处于 P_i 位置时测得的“临界硼浓度”;
 $\Delta C_{B,1}$ 为温度偏离引起硼浓度变化修正量; $\Delta C_{B,2}$ 为棒位偏离引起硼浓度变化修正量。

10.3.1.2 数据处理

由于种种原因, 试验时反应堆堆芯 T_{avg} 偏离测量所要求的温度 T_{ref} , 这时需要考虑修正因 T_{avg} 偏离 T_{ref} 所引起的反应性的变化; 另外, 试验时棒位与预定棒位发生偏离, 试验结果也需做这部分修正从而得到试验预定堆芯状态下的临界硼浓度。要精确求得试验所要求的条件(即理论计算时的条件)下的临界硼浓度, 就必须进行以下两项修正。

(1) 温度修正 $\Delta C_{B,1}$ 。

$\Delta C_{B,1}$ 修正是指试验时温度与预定温度偏差引起硼浓度的变化, 修正方法为

$$\Delta C_{B,1} = -\alpha_{iso} \Delta T / \frac{\partial \rho}{\partial C_B} \quad (4.1-52)$$

$$\Delta T = T_{avg} - T_{ref}$$

式中: α_{iso} 为反应堆对应于控制棒组在 P_0 位置的等温温度系数, 在没有试验测定值的情况下可用理论值, pcm/°C; T_{avg} 为一回路冷却剂平均温度; T_{ref} 为参考温度; $\frac{\partial \rho}{\partial C_B}$ 硼微分价值在没有试验测定值时可用理论值, pcm/ppm。

(2) 棒位修正 $\Delta C_{B,2}$ 。

$\Delta C_{B,2}$ 修正是指试验时棒与预定的棒位偏差引起的等效硼浓度变化, 修正方法为

$$\Delta C_{B,2} = \Delta \rho / \frac{\partial \rho}{\partial C_B} \quad (4.1-53)$$

如要测某棒在棒位为 P_0 、温度为 T_{ref} 时的临界硼浓度 $C_{B,C}(P_0, T_{ref})$, 实际测得的是棒位在 P_i 、反应堆温度为 T_{avg} 的临界硼浓度 $C_{B,C}(P_i, T_{avg})$, 则 $C_{B,C}(P_0, T_{ref})$ 与 $C_{B,C}(P_i, T_{avg})$ 的关系为

$$C_{B,C}(P_0, T_{ref}) = C_{B,C}(P_i, T_{avg}) + \frac{[\Delta \rho - \alpha_{iso}(T_{avg} - T_{ref})]}{\frac{\partial \rho}{\partial C_B}} \quad (4.1-54)$$

式中: $\Delta \rho$ 是某棒从 P_i 提到 P_0 时测量得到的反应性, 即某棒从 P_i 到 P_0 的一段棒的价值(要求 $\Delta \rho < 50$ pcm)。

故临界硼浓度测量的实质是在堆芯硼浓度充分稳定的临界状态测棒的“末端反应性”, 然后求出预定情况下的临界硼浓度, 即“末端硼浓度”, 以便与理论值进行比较。

10.3.1.3 硼浓度测量

硼浓度测量有三种: 化学分析(滴定)法、在线硼浓度计(硼表)法和体积法。在核电厂的试验测量中是以化学分析法为主, 以硼表读数作为参考值, 体积法只用于稀释和硼化之前对所需加入水量和硼溶液的体积的估算。

试验测量时通知化学分析人员每隔 15min 分析一回路硼浓度和稳压器硼浓度, 并把分析结果及时通知物理试验工程师。

10.3.1.4 试验仪器

一台数字式反应性仪。

一台多笔记录仪。

一台 X-Y 记录仪。

一台 SPEC200 标度变换器。

按图 4.1-101 连接好试验仪器。

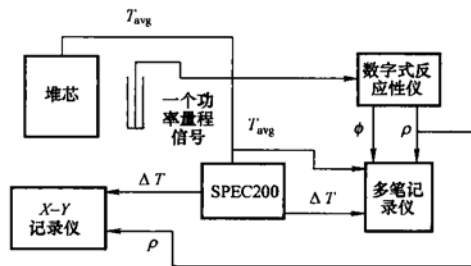


图 4.1-101 试验仪器连接图

10.3.1.5 试验测量方法

在测量初始状态下, 控制棒组从起始位置到全提(或全插)位置所添加的反应性应在 ± 50 pcm 以内。在控制棒组接近全提位置时, 通过调棒使中子通量水平在多笔记录仪上的指示约为 30% 满刻度。当中子通量水平稳定后, 将试验指定棒组连续提升至全提位置, 读出反应性仪指示; 当中子通量水平在多笔记录仪上的指示约为 90% 满刻度时, 及时下插指定棒组若干步, 使中子通量水平在多笔记录仪上的指示下降到约为 35% 满刻度, 将指定的控制棒组提到初始位置, 建立稳定的临界状态。如果稳定临界状态的中子通量水平接近 30% 满刻度, 按上述步骤重复操作二次, 试验过程中及时记录硼浓度化学分析值。一个实际测量轨迹见图 4.1-102 曲线。

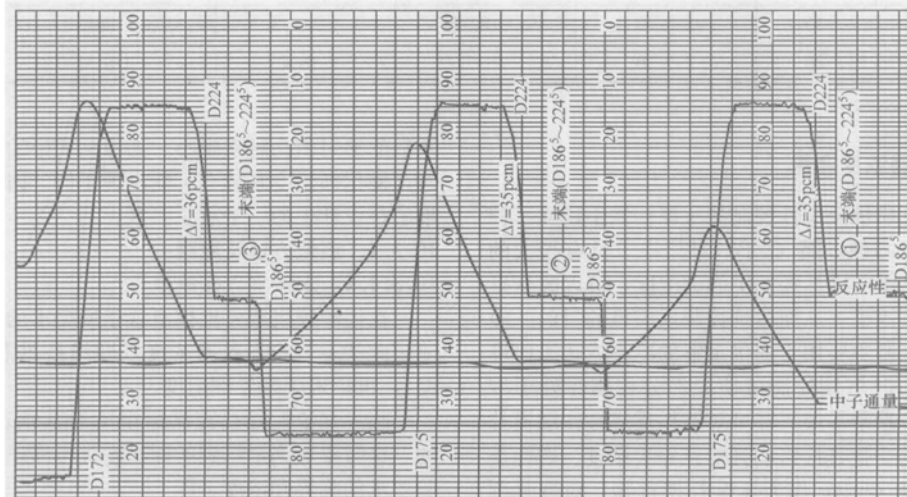


图 4.1-102 临界硼浓度试验记录曲线

10.3.2 试验测量结果及验收准则

10.3.2.1 临界硼浓度测量结果

某机组临界硼浓度试验测量结果见表 4.1-42。

表 4.1-42 临界硼浓度测量结果

堆芯状态	设计值 (ppm)	测量值 (ppm)	偏差 (ppm)	验收准则 (ppm)
ARO ^①	1303	1294	-9	±50.0
D棒插入	1212	1208	-4	-9.0±14.6
DC棒插入	1099	1089	-10	-4.0±17.3
DCB棒插入	961	962	1	-10.0±17.5
DCBA棒插入	670	664	-6	1.0±33.1
零功率插入极限	1175	1163	-12	-6.0±18.6
最小停堆硼浓度 ^②	646	643	-3	±100.0

① 为控制棒全提状态。

② 为零功率试验状态下测量当一束具有最大反应性效应的控制棒(B棒组中J07棒束)“卡”在堆外时,能够确保反应堆热停堆时1%Δρ的停堆深度的反应性所需的硼浓度。

10.3.2.2 验收准则

(1) 对所有棒全提(ARO)状态,试验测得的临界硼浓度和理论设计得到的临界硼浓度的差应在±50ppm以内,即

$$|C_{B,ARO} - C_{B,设ARO}| \leq 50 \text{ ppm}$$

(2) 但在其他状态测量临界硼浓度时,校正测量值与理论计算值的偏差应采用下式来验证:

$$(C_{B,C})_i^M = (C_{B,C})_i^P + [(C_{B,C})_{i-1}^M - (C_{B,C})_{i-1}^P] \pm \left[0.005(C_{B,C})_i^M + 0.1(\Delta\rho)_i / \left(\frac{\partial \rho}{\partial C_B} \right)_i \right] \quad (4.1-55)$$

式中: $(C_{B,C})_i^M$ 为 i 状态硼浓度测量值; $(C_{B,C})_i^P$ 为 i 状态硼浓度计算值; $(C_{B,C})_{i-1}^M$ 为 $i-1$ 状态硼浓度测量值; $(C_{B,C})_{i-1}^P$ 为 $i-1$ 状态硼浓度计算值; $(C_{B,C})_{i-1}^M - (C_{B,C})_{i-1}^P$ 为 $i-1$ 状态硼浓度测量值与计算值之差; $0.005(C_{B,C})_i^M$ 为 0.5% 的硼浓度测量误差; $(\Delta\rho)_i$ 为从上一状态棒位到 i 状态棒位对应的反应性预计值之差; $\left(\frac{\partial \rho}{\partial C_B} \right)_i$ 为 i 状态下的平均硼值; $0.1(\Delta\rho)_i / \left(\frac{\partial \rho}{\partial C_B} \right)_i$ 为硼浓度测量值包含 10% 的棒价值误差。

式(4.1-54)的物理含义是临界硼浓度的误差由棒组价值测量误差和硼浓度化学分析误差组成,每一状态下的临界硼浓度测量值与理论预计值的偏差应扣除上一状态的测量误差。

最小停堆硼浓度测量值与理论设计值偏差应在±100.0ppm范围内。

10.3.2.3 测量误差分析

测量误差主要来源于反应性仪测量误差和硼浓度分析误差。反应性测量是由数字式反应性仪进行的,经过试验表明反应性测量误差小于4%。硼浓度分析误差约为0.5%,棒价值测量的误差约为10%,但其他因素会扩大此误差,见图4.1-103临界硼浓度测量不确定性分析。

为了尽量减少试验误差应做到以下两点:

- 1) 稳压器内硼浓度与回路硼浓度之差应小于20ppm;
- 2) 每次试验过程中应保持硼浓度不变。

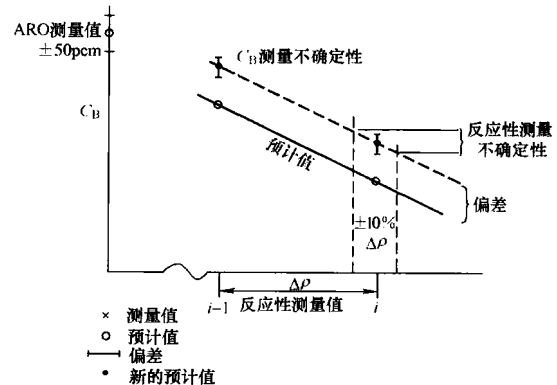


图 4.1-103 临界硼浓度测量不确定性分析

10.4 控制棒价值测量

控制棒是控制堆芯反应性快变化的主要手段。控制棒还用于功率变化时克服瞬态氙毒效应以及热停堆的需要,所以控制棒对反应堆有紧急控制和功率调节功能。但控制棒所提供的反应性价值能否满足安全运行和设计要求,这就需要测量控制棒的价值。在启动物理试验中,测量控制棒价值的主要目的是测量控制棒的微分价值和积分价值,验证理论计算的正确性,提供相应的运行参数。

10.4.1 棒组结构及在堆内布置

某核电厂堆芯内共有33束控制棒,每束含24根控制棒。吸收体材料为Ag-In-Cd合金,其质量比为80%—15%—5%,包壳为AISI304钢。按功能分为调节棒和停堆棒。调节棒组共有25束,分成A、B、C、D四组,其中D为主调节棒。停堆棒组S共有8束。它们在堆内的布置如图4.1-104所示。

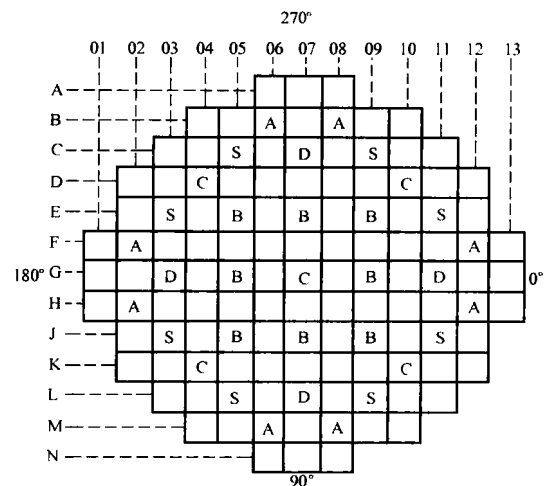


图 4.1-104 控制棒在堆内的布置

10.4.2 测量原理及方法

10.4.2.1 基本原理

控制棒组的微分价值是指控制棒组插入单位深度(即控制棒组每移动一步)所引起的反应性变化。控制棒组的积分价值是指一组控制棒插入(或提升)到某一高度所引起的反应性变化。

控制棒组的微分价值和积分价值一般是在热态零功率下测量的,其测量方法主要有调硼法、换棒法、周期法等等。

采用调硼法测量的方法如下:

当反应堆处在热态零功率物理试验范围内稳定临界时, 通过以恒定的速率稀释(或硼化), 使堆内的硼浓度发生变化, 相应产生一个反应性的变化 $\Delta\rho_i$, 反应堆就偏离起始的临界状态, 此时把待测棒组插入(或提出)一个合适的步数 ΔH_i 来补偿由于稀释(或硼化)所造成的反应性 $\Delta\rho_i$ 的变化, 使堆芯维持在临界状态上。如此反复, 一边稀释(或硼化), 一边插入(或提出)棒, 直到被测控制棒插(或提)到某一预计的位置上停止稀释(或硼化)。由反应性仪和多笔记录仪记录就可得控制棒的微分、积分价值。

10.4.2.2 数据处理

试验数据的处理是根据反应性仪和多笔记录仪连续记录

的结果, 加以分析处理得到。如图 4.1-105 所示, 该图是硼化法测量重叠棒价值曲线。沿着硼化反应性变化曲线作 P_i 直线, 测得由于待测棒棒位变化 Δh_i (沿着走纸轴线运动方向)引起的反应性变化量 $\Delta\rho_i$ (垂直于走纸轴线运动方向), 则待测棒的微分价值等于 $\Delta\rho_i/\Delta h_i$; 待测棒的积分价值为

$$\rho = \Delta\rho_0 + \sum \Delta\rho_i - \Delta\rho_e$$

式中: $\Delta\rho_0$ 为上、下末端价值, 即将棒组从其临界棒位提(或插)到堆顶(堆底)的反应性(要求 $<50\text{pcm}$), 如图 4.1-106 所示, 在试验中是将待测棒一次提升或插入到被测位置上, 为使末端价值测量准确, 要求进行三次测量, 取其平均值作为待测棒组的末端价值; $\Delta\rho_e$ 为相临棒的末端价值, 要注意该值的正负; $\sum \Delta\rho_i$ 为对 $\Delta\rho_i$ 的求和。

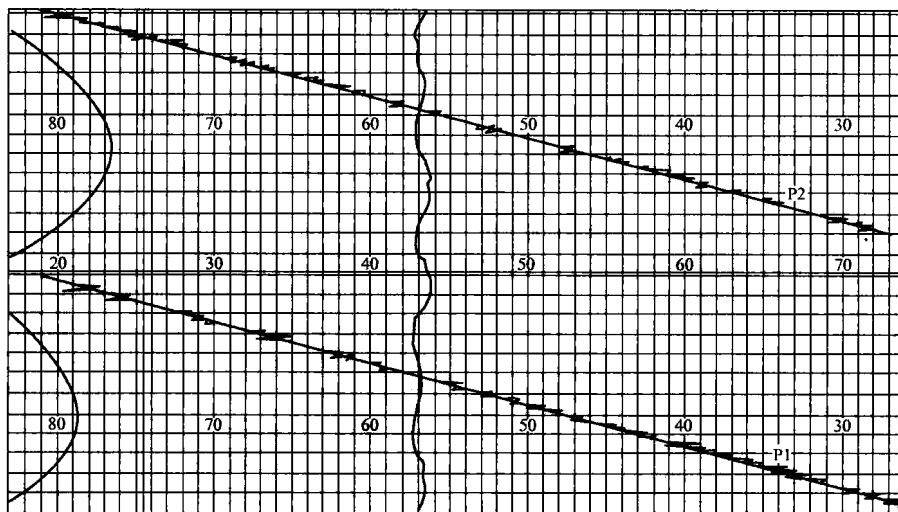


图 4.1-105 控制棒价值测量曲线

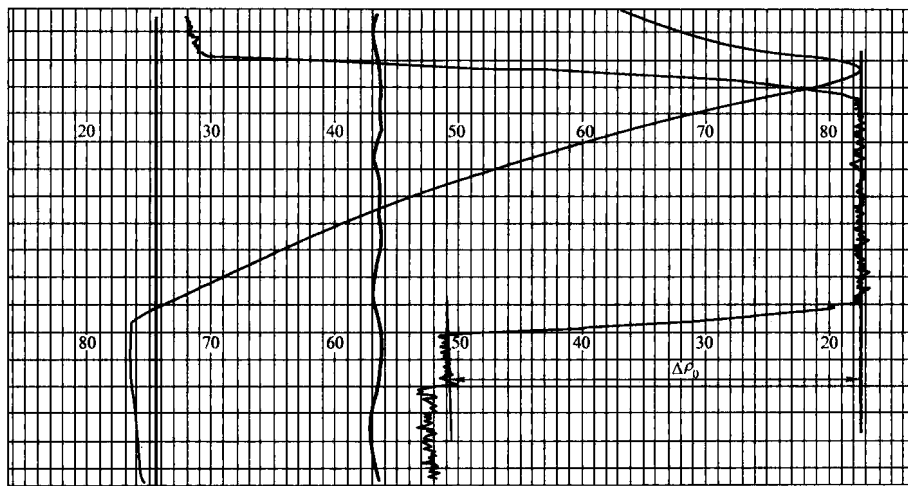


图 4.1-106 末端价值测量

10.4.3 试验概述

10.4.3.1 试验仪器

除了控制室常设的控制棒位置指示器、各控制开关、硼表、温度表等, 专用的仪器是一台数字式反应性仪和一台多笔记录仪, 仪器连接如图 4.1-107 所示。

10.4.3.2 试验条件及注意事项

反应堆应始终处于热态零功率物理试验水平范围内。试验过程中要求回路硼浓度均匀, 即稳压器内的硼浓度值和回路中的硼浓度值之间的差小于 20ppm ; 化学容积控制系统 RCV 的两个下泄孔板投入运行; 稳压器的备用电加热器、棒控系统、堆外核测 RPN 系统、化容系统 (RCV)、硼和

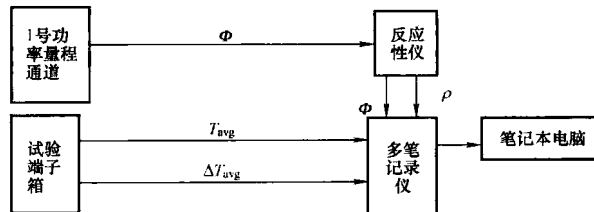


图 4.1-107 测量仪器连接示意

水补给系统 (REA) 等系统正常工作, 稳压器的压力和水位投入自动控制。测量过程中, 应密切注意控制棒棒位指示, 注意是否发生控制棒的失步、滑步或者落棒等异常现

象。同时应注意消除控制棒抽出位置高报警、控制棒插入低位报警、控制棒插入低低位报警、控制棒落棒报警等棒位报警信号。在用插棒（或提棒）来补偿稀释（或硼化）所改变的反应性过程中，一次引入的反应性不超过 40pcm，同时插棒（或提棒）过程应连续进行，不要断续。在逐段移动控制棒组时，应使中子通量水平维持在反应性仪满量程的 15%~90%范围内。反应性仪的量程和记录仪走纸速度选择适当，使反应性测试曲线与时间的夹角约呈 45°。

10.4.3.3 试验过程

本试验是在整个物理启动试验过程中穿插进行的。控制棒组 D、C、B、A 的单棒组价值，是通过反应堆堆芯进行连续稀释，用待测棒组补偿由稀释引起的反应性的变化来得到的。各棒组的初始棒位如表 4.1-43 所示，其插入堆内的反应性价值要求小于 50pcm。

表 4.1-43 调节棒组初始棒位					
项目	调节棒组的初始棒位 (step)				
	D	C	B	A	S
待测棒组					
D	202	225	225	225	225
C	5	212	225	225	225
B	5	5	200	225	225
A	5	5	5	196	225

试验开始时，首先进行待测棒组的上末端价值 $\Delta\rho_0$ 测量。接着根据待测棒组的总价值（理论值）及初始临界棒位和临界硼浓度，确定稀释水量和稀释速率，然后进行稀释一插棒。一直到待测控制棒插到离终点位置大约还有 50pcm 时，停止稀释，等待回路硼浓度均匀。最后，进行下末端价值测量。如果待测棒组全插到堆底，反应堆仍不临界，此时要插入临近棒组，使反应堆处于临界状态。测量临近棒组的上末端价值 $\Delta\rho_e$ ，作为待测棒组末端价值修正量。至此待测棒组价值测量完毕。

重叠棒组的价值测量是在单棒价值测量完毕后进行的，是通过反应堆堆芯进行连续硼化，用待测棒组补偿由硼化引起的反应性的变化来得到的。初始状态是 A=B=C=D=5 步，S=215 步，以重叠 105 步方式提升。试验过程与测量单棒价值基本相同。

10.4.4 试验结果及验收准则

10.4.4.1 试验结果

测量得到的棒组积分价值结果及其与理论预期值的比较如表 4.1-44 所示。

表 4.1-44 棒组价值测量结果				
项目	测量值 M (pcm)	理论值 C (pcm)	偏差 (%)	验收准则 (M-C)/C (%)
棒组				
D	992.6	960.0	3.39	±10
C	1271.6	1207.6	5.30	±10
B	1437.5	1423.9	0.95	±10
A	3255.3	3115.5	4.49	±10
重叠棒组	6862.2	6693.2	2.52	±10

测量得到的典型棒组 D 棒组和重叠棒组的微分、积分价值曲线，如图 4.1-108 和图 4.1-109 所示。

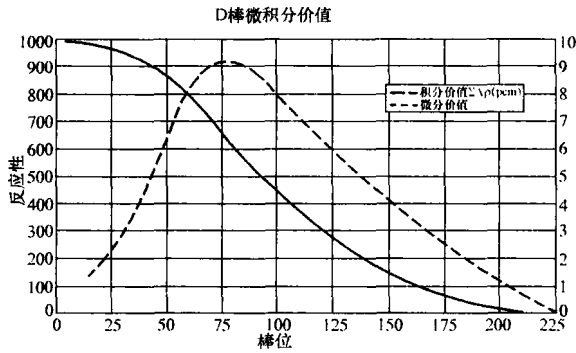


图 4.1-108 D 棒组微分价值和积分价值曲线

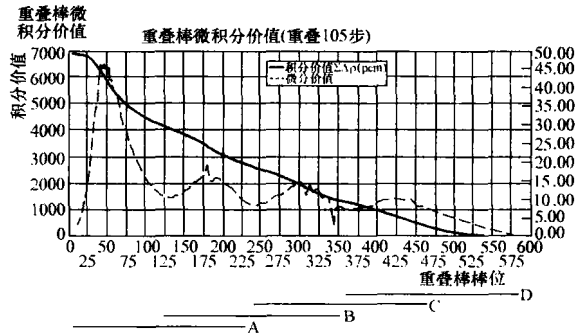


图 4.1-109 重叠棒组的微分价值和积分价值曲线

10.4.4.2 结果评价

控制棒组 D、C、B、A 的价值，其测量值与理论值的偏差均小于 10%，重叠棒总积分价值的理论值与测量值偏差仅为 2.52%，符合验收准则。另外棒组重叠以后，棒组的微分价值曲线比较平滑，调棒时其反应性变化速率较均匀，这说明 4 个棒组棒位重叠步合适，而且可由调节棒组的微分价值曲线，计算出反应堆在最大提棒速率下的反应性添加率。在计算时考虑了控制棒的调节系统可能以最大的提升速度同时提升任意两组调节棒，最后得出最大微分价值为 62.8pcm/step，是发生在 A=47 步，B=75 步时，控制棒最大反应性引入率为 75.4pcm/s，小于设计准则 144pcm/s，符合设计准则。

10.5 功率系数测量

压水堆核电厂处在正常运行工况下，由于某种原因核电厂的运行参数如功率、压力、温度及堆芯内空泡等发生变化时，堆芯的反应性也随之发生相应的变化。反应堆系统存在着这种随堆芯其他某一特性变化而自动变化的固有特性。该固有特性通常是用反应性系数来描述的。对反应堆具有重要意义的一些反应性系数有燃料温度系数、慢化剂温度系数、空泡系数及压力系数等，但对反应堆安全运行最具实际意义的是功率系数。因为它综合了燃料温度系数、慢化剂温度系数和空泡温度系数。功率系数测量就是通过试验来验证设计给出的功率系数，以确认最终安全分析报告事故分析中所用的功率系数是保守的。

10.5.1 试验原理

根据压水堆设计要求，在反应堆功率增加时，堆芯要有负反应性的添加。这样可以通过对功率增加速率的限制，为系统增加一定的安全性。反应堆固有的这些反应性效应应：

- 1) 随着反应堆功率的增加，燃料有效温度系数增加，多普勒温度系数添加了负反应性。
- 2) 当慢化剂温度上升时，负的慢化剂温度系数向堆芯

添加负的反应性。

3) 堆芯内的泡核沸腾造成的空泡也向堆芯添加负反应性。

反应堆功率从热态零功率提升到100%FP满功率的过程中, 这些效应都会产生。功率系数表示为功率每变化百分之一时反应性的变化, 它综合了单一多普勒功率系数、单一慢化剂功率系数和单一空泡功率系数之和。将功率系数在0~100%的范围内进行任一区间的积分, 便可得出该区间的功率变化所引起的反应性变化的总量, 即功率亏损。

功率亏损是通过求棒位移动所引起的反应性变化、Xe毒变化所引起的反应性变化以及一回路冷却剂平均温度 T_{avg} 与参考温度 T_{ref} 的偏差所引起的反应性变化来得到的。试验时, 如果 T_{avg} 与 T_{ref} 的偏差大于0.5℃时, 我们就要考虑 T_{avg} 偏移 T_{ref} 所引起的反应性的变化, 否则不做该项修正。棒位移动带来的反应性变化, 其处理方法如图4.1-110所示。至于氙毒引起的反应性变化 $\Delta\rho_{Xe}$, 可以根据核电厂计算机系统KIT中的氙毒计算程序计算或由设计院根据试验时实际的功率变化情况, 提供理论值进行氙毒修正。

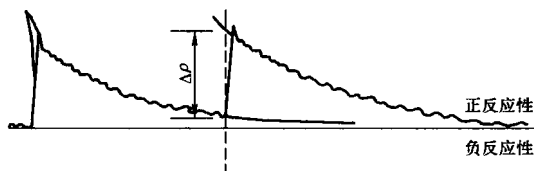


图 4.1-110 反应性仪记录曲线处理图

10.5.2 试验简述

10.5.2.1 试验仪表和专用设备

试验所需的专用仪器有一台数字式反应性仪、一台X-Y记录仪、一台多笔记录仪、一台笔记本电脑, 其接线如图4.1-111所示。

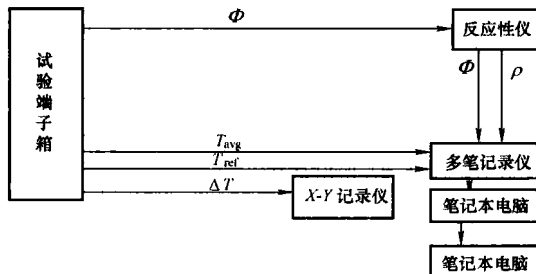


图 4.1-111 试验仪器接线图

10.5.2.2 试验条件和专门预防措施

反应堆在各功率水平上稳定运行至少48h, 达到氙平衡状态。一回路冷却剂平均温度控制在 $T_{avg} = T_{ref} \pm 0.5^\circ\text{C}$; 一回路冷却剂压力控制在 $15.5 \pm 0.1\text{MPa}$ 。稳压器与一回路系统的硼浓度之差小于20ppm, 试验中严禁调硼。容控箱水位处于反应堆系统不进行自动补水的水位。稳压器水位和压力应投入自动控制状态。试验时, 控制棒控制方式处于手动位置上, 该棒组随预期负荷变化时, 不超过插入极限或抽出极限。功率量程停堆高整定值, 在不超过额定功率的109%的范围内, 整定在比实施试验规定的水平高20%的数值上; 功率量程停止提棒的整定值, 在不超过额定功率的103%的范围内, 整定在比实施试验规定的水平高15%的数值上。注意观测超功率和超温 ΔT 记录仪的记录, 要求离整定值有10% ΔT 以上的裕度。试验中, 还应注意“轴向通量偏差超差”、“棒插入极限报警”、“象限功率倾斜报警”、“ ΔI 在目标带外累计时间过长”等报警。负荷变化的速度不得超过正

负阶跃变化10%或线性变化5%/分。

10.5.2.3 试验初始状态

D棒组在其调节带上限位置, 其余控制棒棒组处于全提位置; 各功率台阶上的功率量程反应堆紧急停堆高整定值和停止控制棒提升高整定值设置完毕。所有监测仪表处于工作状态, 反应性仪及试验用仪器已完成接线、调试, 并处于可运行状态。

10.5.2.4 试验过程

在提升功率阶段的物理试验中, 分别在30%FP、50%FP、75%FP和100%FP台阶上进行功率系数的测量。试验开始时先记录堆芯状态参数, 接着用KME做热平衡测量, 然后如图4.1-112所示, 采用汽轮发电机组的负荷控制器, 使电负荷按平均1%/min的速率降低。负荷变化时, 逐段下插D棒组来补偿降负荷引起的反应性变化, 使 T_{avg} 与 T_{ref} 差别在 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ 。每当电功率下降约5%时, 停止降负荷, 稳定5min后, 进行热平衡测量和堆芯状态参数的采集, 接着进行下一次的降负荷。当堆功率变化到目标水平(目标水平为30%FP降到15%FP、50%FP降到25%FP、75%FP降到50%FP、100%FP降到75%FP)时, 停止降负荷操作, 稳定15min后, 进行热平衡测量和堆芯状态参数的采集。当完成试验数据采集以后, 结束试验。由主控人员将堆芯恢复到试验前的状态。

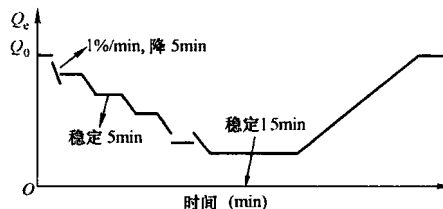


图 4.1-112 功率水平随时间变化示意

10.5.3 试验结果及验收准则

10.5.3.1 试验结果

直接的测量结果如表4.1-45所示。

表 4.1-45 试验测量结果表

功率变化范围 (%)	硼浓度 (ppm)	功率亏损 ρ_{PI} (pcm)	功率系数 α_p (pcm/%)
34.68~24.52	1020	120.9	-11.9
55.07~32.48	962	330.1	-14.6
75.27~55.16	905	241.1	-12.0
100.16~76.85	917	286.6	-12.3

根据《首次启动物理试验报告》进行硼浓度修正和功率区域的延伸或缩小, 最后得到当硼浓度为900ppm、功率变化范围为0%~100%时, 功率亏损值为1286.2pcm。图4.1-113给出了此状态下的功率亏损试验曲线和理论设计曲线。

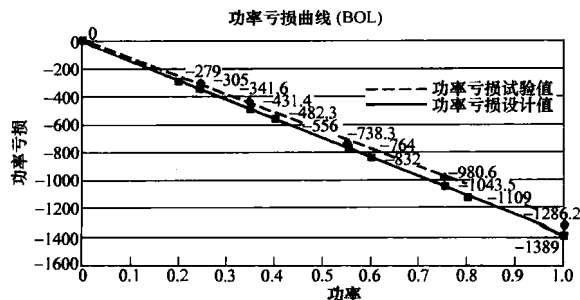


图 4.1-113 功率亏损曲线

10.5.3.2 结论

由上述试验结果可知,功率亏损试验值与设计值的曲线符合的很好。当硼浓度为 900ppm 时,功率从 100%FP 变化到 0%FP 范围内,功率亏损试验值为 1286.2pcm,设计值为 1389pcm,两者的误差为 7.4%,在验收准则 15% 范围内;功率系数均为负值,符合验收准则功率系数为负值的要求。

10.6 “模拟弹棒”试验

10.6.1 试验目的与原理

10.6.1.1 试验目的

“模拟弹棒”试验的目的在于检查最大一束效率的控制棒束“弹出”堆芯而引起的堆芯热点因子 F_Q 、焓升因子 $F_{\Delta H}$ 的变化,并满足电厂最终安全分析报告中给出的限值。

10.6.1.2 试验原理(热管因子、焓升因子)

(1) 反应堆处于热态零功率稳定临界状态下,控制棒以重叠方式插入在零功率极限位置上。记录试验前的堆芯状态参数,然后进行全堆芯功率分布测量,并在功率分布测量过程的前、中、后进行下述测量和参数采集记录:

- 1) 硼浓度测量。
- 2) 堆芯状态参数。
- 3) 堆外核测仪表记录。
- 4) 堆芯出口温度分布。

(2) 全堆芯功率分布测量完毕后,通过 C 棒组将反应堆功率调整至零功率物理试验范围内。选定一束反应性当量最大的控制棒束(L-07),切除此棒束以外的该棒组其他棒束的提升线圈的供电。堆芯在此稳定临界状态下,按照应急加硼方式,以约 3.5t/h 的反应性添加率进行硼化,用反应性仪进行跟踪测量,硼化期间逐段提升该控制棒束,以补偿加硼所引起的反应性变化,其测量方法与控制棒组价值测量原理相同。

(3) 当该棒束达到全提位置前 10~20pcm 时,停止加硼,并充分搅拌以使冷却剂中的硼浓度均匀。在加硼和提棒过程中,至少测量 3 次硼浓度。随着搅拌过程中堆芯硼浓度的提高,逐段地提升该控制棒束,以维持堆芯的临界。若该控制棒束没有提出堆芯,调整调节棒组 C 的位置,使其提出堆芯,并用调节棒组 C 维持堆芯的临界。

(4) 如果该控制棒束全提出时,调节棒 C 不在零功率插入极限位置上,则进行调硼方法使调节棒组 C 回到插入极限位置,并维持堆芯临界状态。堆芯稳定后,再进行一次全堆芯功率分布测量。并在测量过程的前、中、后进行下述测量和参数采集记录:

- 1) 硼浓度测量。
- 2) 堆芯状态参数。
- 3) 堆外核测仪表记录。

4) 堆芯出口温度分布。

(5) 采用应急稀释方法,以约 3.5t/h 的反应性添加速率注入纯水。在稀释过程中,逐段下插该棒束,以补偿稀释引起的反应性变化,并用反应性仪进行跟踪测量。

(6) 在该棒束达到全插位置前约 10~20pcm 时,停止稀释,并充分搅拌。在稀释和插棒过程中,至少进行 3 次硼浓度的分析。随着搅拌,堆芯硼浓度下降,再逐段下插该棒束以维持堆芯临界状态。若堆芯硼浓度稳定后,该棒束不在全插位置,调整调节棒组 C 的位置,使该棒束达到全插位置,并用调节棒组 C 来维持堆芯的临界状态。

(7) 采用调硼方法来使调节棒组 C 恢复到零功率插入极限棒位上,并维持堆芯的临界状态。接着将 D 棒组恢复线圈供电,此时堆芯维持在稳定临界状态。最后再进行一次硼浓度分析,并记录下该试验后的堆芯状态参数。

10.6.1.3 数据处理

通过记录仪所记录的反应性变化曲线,计算该棒束的微分价值和积分价值。

通过使用堆芯燃料管理计算机软件拓展计算,得出堆芯功率分布。

10.6.2 试验实施方法

该试验是在 BOL HZP(燃耗初期,零功率)和控制棒组位于零功率插入限值(即 D=5step, C=107step, B=A=S=225step)的状态下进行的。该试验在重叠棒组价值测量试验过程中进行。

1) 首先将控制棒组以重叠方式调整至零功率控制棒插入极限±3step 棒位上。

2) 在进行“模拟”弹棒提升控制棒束之前,完成一个全堆芯功率分布测量,并记录堆芯状态参数。

3) 采用调硼方法,以 3.5t/h 的硼化速率将 D 棒组中的 L-07 棒束调整至 225step。

4) 堆芯稳定后,测量堆芯功率分布,并记录堆芯状态参数。

5) 测量完毕后,同样采用调硼方法,恢复试验前状态。

6) 最后离线进行试验测量数据的处理。

7) 将“模拟弹棒”前后试验测量结果进行比较。

10.6.3 试验结果与验收准则

表 4.1-46 和表 4.1-47 给出了模拟弹棒价值和功率分布测量结果。

表 4.1-46 “模拟弹棒”的棒价值

棒组状态	理论值 (pcm)	试验值 (pcm)	误差 (pcm)	相对误差 (%)	验收准则
L-07	474.72	487.9	13.18	2.776	±10%

表 4.1-47

功率分布测量的结果

项 目		F_q	$F_{\Delta H}$	试验前后 $\Delta F_{\Delta H}/F_{\Delta H}^*$ (%)	AO (%FP)	棒价值 (pcm)	组件相对功率之差 (MAX)	
							组件相对功率水平 ≥0.9	组件相对功率水平 <0.9
弹棒前	设计值	2.811	1.505	—	—	474.72	—	—
	安全准则	—	1.933	—	—	—	—	—
	测量值	2.968	1.543	—	-49.81	487.9	9.9% (C6)	10.39% (B5)

续表

项 目	F_q	$F_{\Delta H}$	试验前后 $\Delta F_{\Delta H}/F_{\Delta H}^C$ (%)	AO (%FP)	棒价值 (pcm)	组件相对功率之差 (MAX)	
						组件相对功率水平 ≥ 0.9	组件相对功率水平 < 0.9
弹棒后	设计值	5.731	2.960	—	—	—	—
	安全准则	8.1	3.825	—	—	—	—
	测量值	4.951	3.044	0.607	-42.21	7.15% (M10)	14.2% (C10)
验收准则	符合	符合	< 3	—	—	$\leq 10\%$	$\leq 15\%$

注 “模拟” 弹棒:

1. 弹棒前、后理论计算的相对变化量为: $\Delta F_{\Delta H}/F_{\Delta H} = (2.960 - 1.505) / 1.505 = 96.7\%$ 。
2. 弹棒前、后试验测量结果的相对变化量为: $\Delta F_{\Delta H}'/F_{\Delta H}' = (3.044 - 1.543) / 1.543 = 97.3\%$ 。
3. 试验测量与理论预计值相差 $= 97.3\% - 96.7\% = 0.6\%$ (小于 3% 的范围值)。
4. 通过理论计算可知, F_q 因子在零功率物理试验状态下是不敏感的。

10.7 控制棒落棒试验

10.7.1 试验原理

反应堆在高功率运行时, 若有两束或两束以上的控制棒由于某些原因 (如机械故障、电气失控等) 突然落入堆底, 这类事件将造成两类效应: 一方面堆芯功率分布形成很大畸变, 堆芯的热管因子 F_q 急剧增加, 将较大地超过安全限值; 另一方面落棒后引入的负反应性将使功率水平很快下降, 假如反应堆不及时停堆, 由于功率水平的下降及平均温度的降低所引入正反应性可能抵消落棒引入的负反应性, 使反应堆重返超临界。在热管因子很大时, 燃料元件继续在高功率上运行易造成烧毁。因此, 核电厂反应堆保护系统设有 “负中子注量率变化率高” 的停堆保护信号, 该信号由每个功率量程通道提供。同时为了防止单个通道可能产生误信号, 在逻辑上采取了 “四取二” 原则。

落棒试验是通过落棒, 触发功率量程通道 “负中子注量率变化率高” 信号引起反应堆自动停堆, 来验证此保护功能的完备性、可靠性。

10.7.2 试验方法

(1) 反应堆功率水平稳定在 50%FP, 控制棒 D 棒组处于咬量位置下插 12 步 ± 6 步范围内, 其余控制棒提升到 225 步。属于棒组 A 的两束控制棒 H02, M08 同时掉电落入堆芯引发反应堆自动停堆, 见图 4.1-114。

(2) 采用两台多笔高速记录仪分别记录表 4.1-48 所列

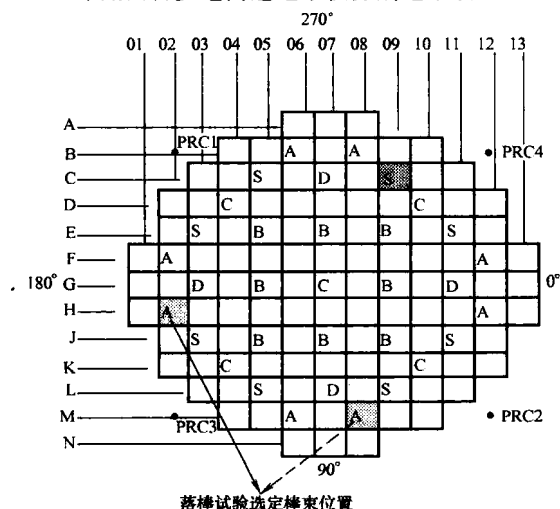


图 4.1-114 落棒试验选定试验棒束在堆芯的位置以及功率量程布置

各项试验参数。

表 4.1-48 落棒试验记录仪记录信号

记录仪号	笔号	参数代号	参数说明
I	1	R1	1 号功率量程通道保护继电器释放信号
	2	R2	2 号功率量程通道保护继电器释放信号
	3	R3	3 号功率量程通道保护继电器释放信号
	4	R4	4 号功率量程通道保护继电器释放信号
	5	TR	反应堆停堆信号
II	1	V/H02	H02 棒束下落速度
	2	V/M08	M08 棒束下落速度
	3	V/C09	C09 棒束下落速度
	4	P4	停堆断路器打开信号

10.7.3 试验结果及其分析

10.7.3.1 试验结果

试验结果见表 4.1-49。

表 4.1-49 落棒试验结果

事件序号	相对时间 T (s)	事件说明	设计值	备注
1	$T_0 = 0.00$	试验选取的落棒棒束 H02/M08 开始下落	0.00	
2	$T_1 = 0.64$	3 号功率量程通道保护继电器释放	0.64	
3	$T_2 = 0.70$	2 号功率量程通道保护继电器释放	0.705	
4	$T_3 = 0.71$	反应堆停堆信号触发		“四取二”保护逻辑产生
5	$T_4 = 0.72$	选定安全停堆棒束 C09 下落		安全停堆棒组下落
6	$T_5 = 0.82$	1 号功率量程通道保护继电器释放	0.786	
7	$T_6 = 0.96$	4 号功率量程通道保护继电器释放	0.945	

10.7.3.2 试验结果分析

从图 4.1-115、图 4.1-116 落棒试验记录曲线上可以看到, 以试验棒束 H02、M08 掉电下落作为时间起始点 ($T_0 = 0.00s$), 在落棒后 0.64s (T_1), 3 号功率量程通道保护继电器动作, 紧接着 2 号功率量程通道保护继电器动作 ($T_2 =$

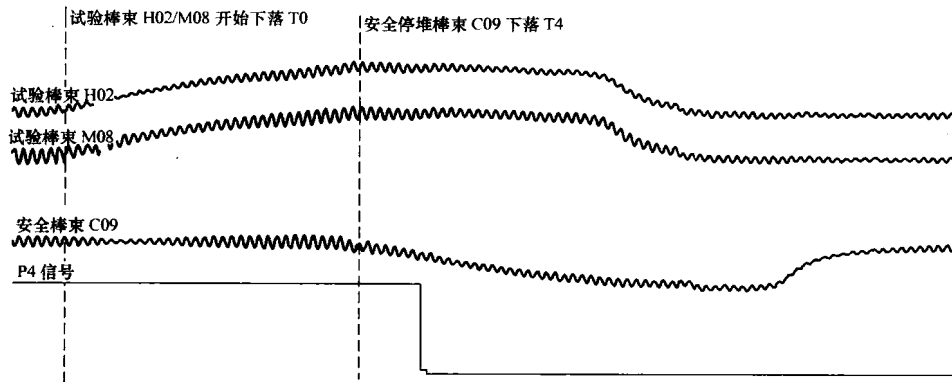


图 4.1-115 落棒试验记录曲线 1

0.70s), 至此“四取二”保护逻辑产生, 触发反应堆停堆信号 ($T_3=0.71s$), 反应堆执行“紧急停堆”动作, 以 C09 为代表的停堆棒组以及其他控制棒组开始下落 ($T_4=0.72s$), 在控制棒组下落过程中 1 号 ($T_5=0.82s$)、4 号 ($T_6=0.96s$) 功率量程通道保护继电器依次动作, 最后所有安全停堆棒组以及其他控制棒组下落至堆底, 反应堆停堆。

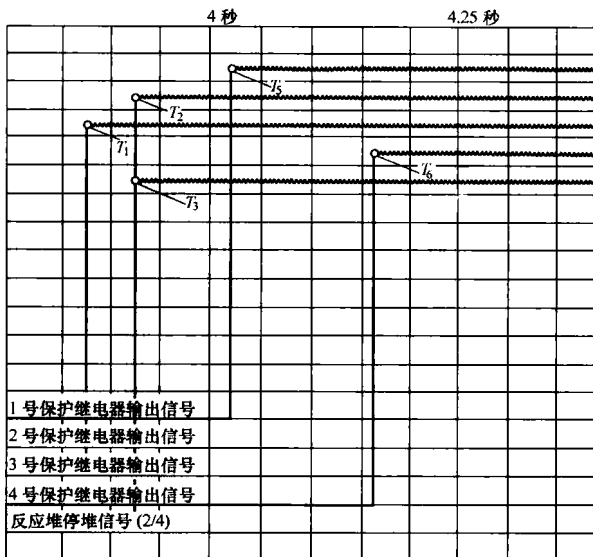


图 4.1-116 落棒试验记录曲线 2

10.8 堆外核测仪表刻度系数的校核

压水堆核电厂在启动和功率运行过程中, 反应堆的核功率和堆内轴向功率分布都是通过堆外核测仪表系统 RPN 进行有效的、连续不断的测量和监视。堆外核测仪表 RPN 系统具有二种功能, 即运行功能与安全功能。运行功能主要是: 能够连续不断地监视反应堆功率和堆内轴向功率分布的变化, 为主控操纵员提供反应堆运行状况和堆内轴向功率分布的信息, 从而为反应堆的临界安全监督以及为反应堆功率监测系统 (RPDM) 提供有效的测量信息。核安全功能主要是提供高中子注量率、超温及超功率 ΔT 保护。因此, RPN 系统是在线的测量、控制及保护系统。

在 RPN 系统中, 反应堆核功率的测量是在一定的中子注量率分布状态下, 由设置的电流~功率转换系数完成的。但是随着燃料的消耗, 堆内中子注量率的分布形状在不断地发生变化, 从而导致了电流~功率转换系数也在发生变化。另外, 由于安装在堆外的核测仪表 RPN 系统的探测器孔道有限, 电离室轴向分节数不多 (每个测量通道在轴向上布置

有六节电离室), 裂变中子随着燃料消耗的变化, 由堆内经慢化、扩散等过程能够泄漏到达堆外探测器的, 其在轴向上的功率分布有可能很难与堆内的功率分布完全一致。再加上探测器本身灵敏度的离散性, 所使用中子探测器物质 (^{10}B) 的燃耗以及系统本身的漂移等因素, 也影响它正确反映堆芯的真实功率水平和变化。因此, 为了在反应堆启动和功率运行过程中, 能够使 RPN 系统所指示的核功率正确地反映出当时堆内真实的热功率水平, 就需要对 RPN 系统的刻度系数 K_H 、 K_B 、 α 进行定期的校核, 以确定正确的电流~功率转换系数以及其他的调节系数。

在对反应堆运行状态和堆内轴向功率分布的测量中, 最直接、最精确的手段是堆芯核测仪表 RIC 系统。但是由于该系统探测器使用寿命限制等原因, 在反应堆的启动和功率运行过程中不可能连续不断地使用 RIC 系统来进行日常监测, 因而也只能使用堆外核测仪表 RPN 系统进行反应堆运行状态和堆内轴向功率分布的日常监测。因此, 对堆外核测仪表 RPN 系统的功率量程测量通道的探测器必须定期使用 KME 系统测得的反应堆热功率, 和由 RIC 系统测量得到的堆内中子注量率的结果进行校核, 以保证所测电流与反应堆功率呈线性变化关系。

10.8.1 试验原理

10.8.1.1 热功率计算

RPN 系统热功率测量是通过布置在压力壳外围的电离室完成的。压水堆核电厂采用两节电离室 (上部及下部), 或 6 节电离室 (上三节及下三节)。电离室测量得到的是电流信号, 电流通过转换系数变成功率值 (用 MW 表示或用 %FP 表示)。RPN 系统测量原理图如图 4.1-117 所示。

$$I_H = C_H(aP_H + bP_B) \quad (4.1-56)$$

$$I_B = C_B(aP_B + bP_H) \quad (4.1-57)$$

$$W = P_H + P_B \quad (4.1-58)$$

$$\Delta\phi = \frac{P'_H - P'_B}{P'_H + P'_B} W \quad (4.1-59)$$

式中: C_H 、 C_B 为上部和下部效率系数; a 、 b 为几何转换 (电

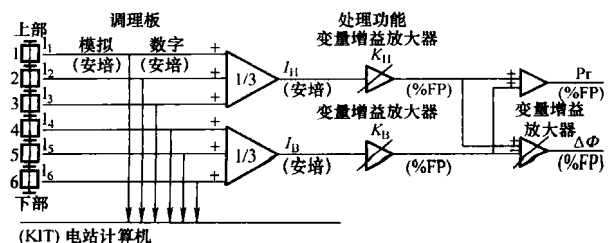


图 4.1-117 RPN 系统测量原理

流~功率)因子; P_H 、 P_B 为反应堆上部和下部相对核功率(额定功率), %FP; P'_H 、 P'_B 为上部和下部热功率值, MW; I_H 、 I_B 为上部和下部电流值, %FP; $\Delta\phi$ 为轴向功率偏差因子; W 为反应堆相对热功率, %FP。

$$W = \frac{P'_H + P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = \frac{P'_H}{(P'_H + P'_B)_e} + \frac{P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = P_H + P_B \quad (4.1-60)$$

由式(4.1-56)和式(4.1-57)可得

$$\frac{I_H}{C_H} = aP_H + bP_B \quad (4.1-61)$$

$$\frac{I_B}{C_B} = aP_B + bP_H \quad (4.1-62)$$

由式(4.1-61)+式(4.1-62)得

$$\frac{I_H}{C_H} + \frac{I_B}{C_B} = (a+b)(P_H + P_B) = (a+b)W$$

$$W = \frac{I_H}{(a+b)C_H} + \frac{I_B}{(a+b)C_B} \quad (4.1-63)$$

令

$$K_H = \frac{1}{(a+b)C_H}$$

$$K_B = \frac{1}{(a+b)C_B}$$

于是式(4.1-63)可写为

$$W = K_H I_H + K_B I_B \quad (4.1-64)$$

10.8.1.2 轴向功率偏差因子($\Delta\phi$)计算

轴向功率偏移因子 AO 计算:

$$AO = \frac{P'_H - P'_B}{P'_H + P'_B} \text{ 或 } AO(\%FP) = \frac{P'_H - P'_B}{P'_H + P'_B} \times 100 \quad (4.1-65)$$

轴向功率偏差因子 $\Delta\phi$ 计算:

$$\Delta\phi = \frac{P'_H - P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = \frac{P'_H - P'_B}{P'_H + P'_B} \times \frac{P'_H + P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = AO \times W \quad (4.1-66)$$

或

$$\Delta\phi(\%FP) = AO \times \frac{W}{100} \quad (4.1-67)$$

用式(4.1-61)和式(4.1-62)得

$$\frac{I_H}{C_H} - \frac{I_B}{C_B} = (a-b)(P_H - P_B) = (a-b) \times \Delta\phi$$

$$\Delta\phi = \frac{P'_H - P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = \frac{P'_H}{(P'_H + P'_B)_e} - \frac{P'_B}{(P'_H + P'_B)_e} = P_H - P_B$$

由式(4.1-67)得

$$\Delta\phi = \frac{1}{a-b} \left(\frac{I_H}{C_H} - \frac{I_B}{C_B} \right) = \frac{a+b}{(a+b)(a-b)} \left(\frac{I_H}{C_H} - \frac{I_B}{C_B} \right)$$

$$= \frac{a+b}{a-b} \left(\frac{I_H}{C_H(a+b)} - \frac{I_B}{C_B(a+b)} \right)$$

令

$$\alpha = \frac{a+b}{a-b}$$

并且参照前面的 K_H 、 K_B 的定义, 于是上式可写为

$$\Delta\phi = \alpha(K_H I_H - K_B I_B) \quad (4.1-68)$$

10.8.1.3 校刻系数(α 、 K_H 、 K_B)计算

在不同功率水平时功率量程电离室的电流与反应堆热功

率的关系是

$$I_H + I_B = K \times W \quad (4.1-69)$$

式中: I_H 、 I_B 为 RPN 测得的电流值, μA ; W 为 KME 热平衡测得相对热功率值, %; K 为系数, $\mu A/\%$ 。

使用不同功率下的 ($I_H + I_B$) 以及 W 值, 利用线性回归可以求出 K 值并确定它的误差。此外, 在堆内外核测互校试验中, 堆内 AO_{in} 与堆外 AO_{ex} 有如下的关系式:

$$\frac{I_H - I_B}{I_H + I_B} \times 100 = A + B \times AO_{in} \quad (4.1-70)$$

$$AO_{ex} \times 100 = A + B \times AO_{in}$$

式中: AO_{ex} 为 RPN 系统测得功率偏移值; AO_{in} 为 RIC 系统测得功率偏移值。

为了获得系数 A 、 B 的值, 我们可以做一个轴向功率振荡, 然后分别由 RPN 及 RIC 系统测量各自的 AO 值, 用线性回归法可确定 A 、 B 因子。

从式(4.1-67)与式(4.1-68)可以得到

$$\alpha = \frac{1 - \left(\frac{A}{100}\right)^2}{B} \quad (4.1-71)$$

$$K_H = \frac{1}{K \left(1 + \frac{A}{100}\right)} \quad (4.1-72)$$

$$K_B = \frac{1}{K \left(1 - \frac{A}{100}\right)} \quad (4.1-73)$$

综上所述, 对应于每一个功率量程测量通道都有一组系数 (α 、 K_H 、 K_B)。其中 K_H 、 K_B 用以调整 RPN 系统上、下通道运算放大器的放大倍数, 而 α 用以调整 ΔI 通道运算放大器的放大倍数。因此, 整个校验原理如下:

1) 从 RPN 功率测量与 KME 热平衡的测量可以确定式(4.1-69)。

2) 从 RPN 功率测量与 RIC 功率分布测量可以确定式(4.1-70)。

3) 从式(4.1-69)及式(4.1-70)中可以求出 K 及 A 、 B 值。

4) 从式(4.1-71)~式(4.1-73)中可以求出 K_H 、 K_B 及 α 。

10.8.2 试验要求

10.8.2.1 安全措施

由于本试验需要在 50%FP、75%F 和 100%FP 几个不同的稳定功率台阶下, 通过 D 棒组的移动人为地引起一个堆芯轴向功率振荡, 在不同的堆芯轴向功率偏移 AO , 或者轴向功率偏差 ΔI 状态下, 进行堆芯轴向功率分布测量, 来完成堆外核仪表系统(RPN)测量通道刻度系数的校刻。因此, 在试验实施过程中, 必须严格遵守如下规定:

(1) 试验将严格遵守《运行技术规范》和《物理试验技术规范》。

(2) 试验开始前, RPN 功率量程的 4 个测量通道应根据调试规程 TPRPN51《初始定值调整试验》进行设定和初步校准。

(3) 在轴向功率振荡过程中, 轴向功率偏差 AO_{ex} 可能会超出相应功率水平下的运行左右边界(见图 4.1-118 所示的 $\Delta I_{ref} \pm 5\%$)。对于功率水平大于 50%FP, 当超出运行带预报警出现时, 可暂时闭锁 C21 信号; 但是在任何情况下, 轴向功率偏差 AO_{ex} 必须维持在运行梯形图绝对的左、右边界限值之内。

(4) 在不同的功率水平上要及时设置高通量停堆保护定值 RT 和限制控制棒提升定值 C_1 和 C_2 。

1) 功率水平 $\leq 50\%FP$, 在每个功率水平台阶上:

高通量停堆整定值: $RT = P_n + 20\%FP$ 。

限制控制棒提升整定值: $C_2 = P_n + 15\%FP$ 。

式中: P_n 为相应的功率水平。

2) 功率从 $50\%FP$ 提升至 $75\%FP$:

高通量停堆整定值: $RT = 95\%FP$ 。

限制控制棒提升整定值: $C_2 = 90\%FP$ 。

3) 功率从 $75\%FP$ 提升至 $100\%FP$:

高通量停堆整定值: $RT = 109\%FP$ 。

限制控制棒提升整定值: $C_2 = 103\%FP$ 。

(5) 在通量图绘制过程中, 特别是在试验数据采集期间, 必须保持控制棒组的棒位不变, 同时反应堆冷却剂平均温度也必须控制在参考温度的 $\pm 0.5^\circ C$ 内。

(6) 在通量图绘制过程中, 禁止任何可能引起反应堆冷却剂平均温度变化的操作。

(7) 在中子通量图测量期间, 功率变化要不超过 $\pm 2\%$, 在进行每一步测量时, 要求功率变化不超过 $\pm 1\%$ 。

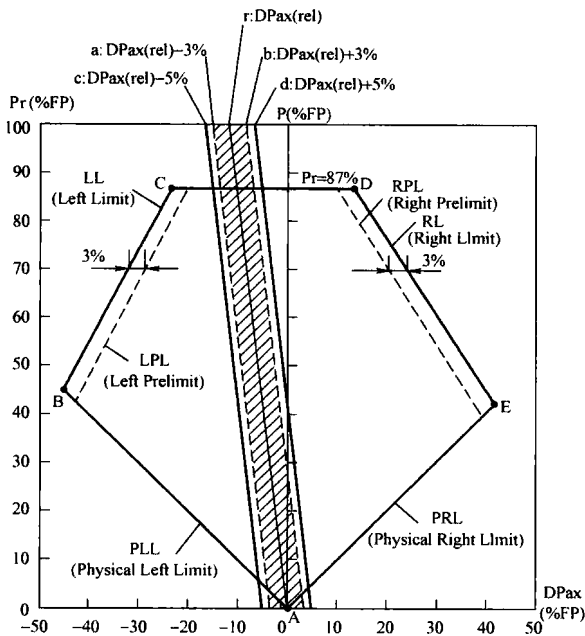


图 4.1-118 运行梯形图

注: AB 的倾斜度为 -10 , BC 的倾斜度为 2.0 , DE 的倾斜度为 -1.598 , EA 的倾斜度为 1.0 。

10.8.2.2 试验仪器

(1) 一台 4 笔纸带记录仪, 记录下列参数:

- 1) 来自四个功率量程通道中某一个通道的功率信号。
- 2) 一回路冷却剂系统的平均温度 T_{avg} 。
- 3) 参考温度 T_{ref} 。
- 4) 轴向功率偏差 AO_{ex} 。

(2) 核电厂系统:

1) 堆外核测仪表 (RPN) 的四个功率量程通道投入正常运行。

2) 功率分布监测系统 (RPDM) 投入使用。

3) 核电厂集中数据处理系统 (KIT) 投入使用: KIT 的堆芯监测功能可以使用。

4) 堆芯核测仪表系统 (RIC) 是有效的。在轴向功率振荡过程中, 为了限制每个通量图点数据采集时间, 通道数 (扫描次数) 减少为 4 个。

10.8.2.3 数据采集要求

1) 在全堆芯中子通量图测量的开始和结束时各取一次硼浓度样品;

2) 在全堆芯中子通量图测量开始和结束时各进行一次热平衡的测量计算;

3) 在进行部分通量图测量时, 对每一次部分通量图测量做一次热平衡测量计算;

4) 每次中子通量图 (全部和部分) 测量时, 记录功率量程测量通道上部和下部电离室的电流值。

10.8.3 RPN 刻度试验

反应堆堆外核测仪表系统 RPN 校验试验, 主要包括数据采集和数据处理两个部分。

试验通常采用以下三个相关系统的测量对比进行校验: 堆外核测仪表系统 RPN; 一回路热平衡系统 KIT; 二回路热平衡系统 KME。

参与试验的系统: 堆芯核测仪表系统 RIC; 堆外核测仪表系统 RPN; 一回路热平衡系统 KIT; 二回路热平衡系统 KME。

试验时, 反应堆应在规定的功率水平下稳定运行, 并已建立了氙平衡状态, 反应堆功率调节系统处于自动控制模式运行。控制棒组除 D 棒组位于微量位置下插 12 ± 6 步外, 其余棒组均全部处于堆顶。

① 一回路平均温度稳定控制在: $T_{avg} = T_{ref} \pm 0.5^\circ C$ 。

② 一回路压力稳定控制在: $15.5^{+0}_{-0.2}$ MPa。

③ 稳压器的喷淋系统投入自动。

④ 轴向功率偏差的变化将小于 $0.3\%FP/hour$ 。

堆外核测仪表 RPN 系统探测器的刻度系数是在若干不同功率水平下进行的 (由于是首次启动, 实际上在功率提升阶段的每个功率台阶上都进行了此项试验), 并采用逐步逼近的方法, 来获取最后在额定功率运行状态下得到的最佳刻度系数。

① 在 $0\%FP \sim 10\%FP$ 的功率提升过程中, 刻度系数 $\alpha = 1.0$, $K_H = K_B = 1.0$ 。

② 在 $10\%FP \sim 30\%FP$ 功率水平时, $30\%FP$ 时进行了全堆芯功率分布测量, 通过堆芯功率分布测量数据处理计算机软件得到 $10\%FP \sim 30\%FP$ 功率水平下的 K_H 、 K_B 、 α 刻度系数, 并按照该刻度系数进行 RPN 的调整。

③ 在 $50\%FP$ 和 $75\%FP$ 功率水平下, 通过 D 棒组的移动, 人为的引起一个堆芯轴向氙致功率振荡。在不同的堆芯轴向功率偏移 AO , 或者轴向功率偏差 ΔI 状态下, 进行了部分堆芯功率分布测量, 来校刻堆外核仪表系统 (RPN) 测量通道的刻度系数。试验时, 首先使用堆内核测仪表 RIC 系统在轴向氙振荡前后, 分别进行一次全堆芯功率分布测量, 然后在轴向氙振荡过程中进行部分堆芯的功率分布测量。在功率分布测量 (包括全堆芯的和部分堆芯的) 期间, 同时也要进行堆外核测仪表 RPN 系统的测量, 记录下 RPN 各测量通道电离室的电流值、KME 热平衡计算值, 以及堆芯运行状态参数。最后根据堆内外核测系统的测量结果, 经过数据处理, 确定堆外核仪表系统各功率量程测量通道探测器的刻度系数 K_H 、 K_B 和 α 。

④ 在 $100\%FP$ 功率水平下, 进行一次全堆芯功率分布测量, 使用堆芯功率分布测量数据处理计算机软件的处理, 得到 $100\%FP$ 功率水平下的 K_H 、 K_B 、 α 刻度系数。最后按照该刻度系数进行 RPN 的调整。

10.8.4 刻度试验结果

试验结果见表 4.1-50。

表 4.1-50

刻度试验结果

功率 (%FP)	$\Delta_1(k) = W - P_r(k)$				安全 准则 $ \Delta_1(k) $	$\Delta_2(k) = \Delta\phi_{in} - \Delta\phi_{out}(k)$				安全 准则 $ \Delta_2(k) $
	PRC ₁	PRC ₂	PRC ₃	PRC ₄		PRC ₁	PRC ₂	PRC ₃	PRC ₄	
10	0.11	0.06	0.08	0.12	<5%	0.01	0.01	0.01	0.01	<3%
30	0.21	0.15	0.21	0.19	<5%	-0.02	-0.02	-0.02	-0.01	<3%
50	0.83	0.70	0.75	0.79	<5%	-0.27	-0.28	-0.31	-0.16	<3%
75	-2.47	-2.39	-2.58	-2.51	<5%	-0.50	-0.38	-0.49	-0.40	<3%
100	1.05	1.03	1.08	0.83	<5%	-0.05	-0.07	-0.05	-0.05	<3%

对每个通道分别进行如下计算:

$$\begin{aligned}\Delta_1(k) &= W - P_r(k) \\ &= W - [K_H(k) \times I_H(k) + K_B(k) \times I_B(k)]\end{aligned}\quad (4.1-74)$$

$$\begin{aligned}\Delta_2(k) &= \Delta\phi_{in} - \Delta\phi(k) \\ &= \Delta\phi_{in} - \alpha(k) \times [K_H(k) \times I_H(k) - K_B(k) \times I_B(k)]\end{aligned}\quad (4.1-75)$$

式中: W 为热平衡计算结果; $P_r(k)$ 为各 PRC 测量通道的核功率读数; $k=1, 2, 3, 4$ 为堆外核测仪表测量通道。

10.9 一束控制棒抽、插试验

核电厂在 50%FP 功率阶段安排了用于验证安全分析假设的“一束控制棒抽、插试验”,即“模拟弹棒试验”和“模拟落棒试验”。通过这两种控制棒事故状态的模拟试验,对其试验前、后堆芯功率分布测量结果的分析比较,验证机组设计和调试后的安全性能是否满足要求。

10.9.1 模拟弹棒试验

10.9.1.1 模拟弹棒试验原理

弹棒事故是由于控制棒驱动机构耐压壳机械损坏,导致控制棒组件和驱动轴弹出堆芯。这种事故将导致正反应性的快速引入和对堆芯不利的功率分布畸变,可能会造成局部堆芯燃料元件损坏。在 50%FP 状态下,通过选定的一束控制棒束“模拟”弹出堆芯,即采用硼化法抽出最大效率的一束控制棒测量弹棒棒束的微积分价值和弹棒前后的堆芯功率分布,检查热点因子 F_q 和焓升因子 $F_{\Delta H}$ 与设计限值的差别,用来验证它们是否满足安全准则的要求。

10.9.1.2 弹棒试验方法

(1) 反应堆在 50%FP 稳定运行;控制棒组 D 棒组处于满功率插棒极限位置;按图 4.1-99 试验仪器接线图连接好试验仪器,记录堆芯状态参数,按要求进行一回路冷却剂硼浓度测量和全堆芯中子通量图测量。

(2) 切断除所选棒束 L07 以外的所以 D 棒组的提升线圈的供电,将 L07 棒束置于手动位置。

(3) 以约 500pcm/h 的反应性添加率采用加硼方式向一回路系统加硼,为维持堆临界,间断提升 L07 棒束。同时记录棒位、中子通量及反应性的变化,逐段提升该棒束至全提状态下临界。在硼化、提棒过程中,用反应性仪进行跟踪测量,并采集和记录试验数据。

(4) 进行全堆芯通量图测量并按要求测量硼浓度和记录堆芯状态参数。

(5) 通量图作完后,用稀释的方法将控制棒束 L07 下插到初始状态。

(6) 试验数据处理,将试验前后功率分布测量处理结果进行比较。

10.9.2 模拟落棒试验

10.9.2.1 模拟落棒试验原理

模拟落棒试验测量的目的在于检验由于单束控制棒组件落下(如机械故障或电气控制故障)而引起堆芯热管因子(或径向功率峰因子)的变化,在 50%FP 状态下,通过选定的一束控制棒束“模拟”落到堆底,即采用稀释硼的方法插入一束控制棒,通过测量落棒前、后的堆芯功率分布,检查热点因子 F_q 和焓升因子 $F_{\Delta H}$ 与设计限值的差别,来验证它们是否满足安全准则的要求。

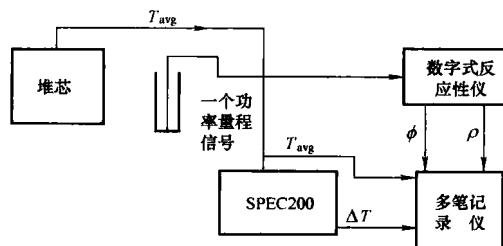


图 4.1-119 试验仪器接线图

10.9.2.2 模拟落棒试验方法

(1) 按图 4.1-119 试验仪器接线图连接好试验仪器。测量前先完成 50%FP 堆芯功率分布测量和堆外功率量程通道探测器刻度以及保护定值的调整。

(2) 堆芯状态如下:功率控制棒组 A、B、C 提升到 225 步,控制棒 D 棒组处于咬量位置下插 12 步±6 步范围内,将控制棒组 B 中的一束控制棒束 J09 逐步插入堆芯至 5 步。在棒束下插过程中,用稀释硼的方法维持反应堆在临界状态。

(3) 控制棒组件 J09 全部插入至 5 步后,测量全堆芯功率分布。

(4) 通量图做完后,用硼化的方法将控制棒束 J09 提升到全提(225 步)状态。

(5) 试验数据处理,将试验前后功率分布测量处理结果进行比较。

10.9.3 试验结果及其分析

核电厂某机组模拟弹棒和模拟落棒试验结果如表 4.1-51 所示。

表 4.1-51

“模拟弹棒”和“模拟落棒”试验结果 (BLX 50%FP Eq. Xe)

项 目		F_q	$F_{\Delta H}$	$\frac{\Delta F_{\Delta H}}{F_{\Delta H}^c}/\%$	AO/%FP	棒价值/pcm	组件相对功率之差 (MAX)	
							组件相对功率水平 ≥ 0.9	组件相对功率水平 < 0.9
弹棒前	设计值	2.045	1.29—1.51	—	—	145	$\leq \pm 5\%$	$\leq \pm 8\%$
	安全准则	2.35	1.69	—	—	—	—	—
	测量值	2.356	1.415	—	—36.63	144.1	—2.17% (J8)	+5.19% (F13)
弹棒后	设计值	2.579	1.42—1.67	—	—	—	$\leq \pm 5\%$	$\leq \pm 8\%$
	安全准则	3.36	1.69	—	—	—	—	—
	测量值	2.475	1.633	5.69	—30.40	—	—2.60% (J9)	+2.70% (G13)
落棒前	设计值	1.832	1.24—1.46	—	—	—	$\leq \pm 5\%$	$\leq \pm 8\%$
	安全准则	3.885	1.621	—	—	—	—	—
	测量值	1.874	1.368	—	—5.66	168.8	—2.60% (A7)	+4.09% (F13)
落棒后	设计值	2.114	1.43—1.68	—	—	—	$\leq \pm 5\%$ ^①	$\leq \pm 8\%$
	安全准则	3.885	1.621	—	—	—	—	—
	测量值	2.195	1.604	3.15	—7.67	—	+5.70% (H12)	+7.26% (J11)

① 验收准则只是对正常稳态下的功率分布测量结果进行验收,对于模拟落棒事故工况下的测量结果只做核对,不做验收。落棒后的测量结果只有一个组件 (H12) 超 0.7%。

弹棒前、后的 F_q 测量值分别为 2.356、2.475, $F_{\Delta H}$ 测量值分别为 1.415、1.633。测量结果仍然满足试验安全准则要求。详见表 4.1-53 弹棒试验结果。

落棒前、后的 F_q 测量值分别为 1.874、2.195, $F_{\Delta H}$ 测量值分别为 1.368、1.604。测量结果仍然满足试验安全准则要求。详见表 4.1-51 模拟落棒试验结果。

10.10 反应性系数测定

反应性系数是反应堆堆芯的反应性随着某个特定参数改变的变化率。影响反应性变化的因素,主要有温度、压力、空泡、功率、氙毒及燃耗等,相应的有温度系数、压力系数、空泡系数、功率系数等。反应性系数,是在反应堆提升功率阶段试验中测定的一个物理量,它被定义为:等温温度系数 α_{iso} 与多普勒功率系数 α_p 之比。

反应性的温度系数有慢化剂温度系数和燃料温度系数。在堆芯结构确定之后,前者与慢化剂成分(例如可溶硼酸浓度)有着密切的关系,后者则主要取决于铀-238 的共振吸收随温度的变化(多普勒效应)。等温温度系数则是慢化剂温度系数和燃料温度系数的综合效应,它定义为反应堆堆芯温度每变化一度所引起的反应性变化量,其单位是 pcm/°C。

多普勒功率系数定义为,反应堆的热功率每变化额定值的百分之一所引起的反应性变化值,其单位是 pcm/%FP。

10.10.1 试验原理和试验方法

当汽机负荷发生阶跃变化时,反应堆堆芯热功率 P_{th} 、冷却剂平均温度 T_{avg} 和反应性 ρ 都将发生相应的变化。如果反应堆控制系统不进行干预,仅考虑氙 (Xe) 的效应。这样,在负荷变化后任一时刻,堆芯反应性平衡方程可用下式表达:

$$\rho(t) = \alpha_p [P_{th}(t) - P_{th}(0)] + \alpha_{iso} [T_{avg}(t) - T_{avg}(0)] + \Delta \rho_{xe}(t) \quad (4.1-76)$$

式中: $P_{th}(t)$ 为 t 时刻的反应堆热功率, %FP; $P_{th}(0)$ 为 0 时刻的反应堆热功率, %FP; $T_{avg}(t)$ 为 t 时刻的反应堆冷却剂平均温度, °C; $T_{avg}(0)$ 为 0 时刻的反应堆冷却剂平均温度, °C; $\Delta \rho_{xe}(t)$ 为由于氙浓度的改变引起的反应性变化, pcm; α_p 为多普勒功率系数, pcm/%FP; α_{iso} 为等温温度系数, pcm/°C。

在汽机负荷变化后,多普勒效应和慢化剂温度效应很快出现,而氙效应则相对较慢并且影响的时间也较长。在汽机负荷变化后的几十分钟时间内,氙的变化可以认为很好地近

似为线性变化,可表示为

$$\frac{d}{dt} [\Delta \rho_{xe}(t)] = k [P_{th}(t) - P_{th}(0)]$$

或

$$\Delta \rho_{xe}(t) = k \int_0^t [P_{th}(t) - P_{th}(0)] dt \quad (4.1-77)$$

式中: k 为系数。

将式 (4.1-77) 代入式 (4.1-76) 得

$$\rho(t) = \alpha_p [P_{th}(t) - P_{th}(0)] + \alpha_{iso} [T_{avg}(t) - T_{avg}(0)] + k \int_0^t [P_{th}(t) - P_{th}(0)] dt \quad (4.1-78)$$

实际上,在汽轮机负荷变化后的几分钟内,反应堆热功率即在一个新的水平上 [记作 $P_{th}(\infty)$] 趋于稳定。而氙浓度变化引起的反应性则由慢化剂温度的线性变化 (记作 D_{∞}) 来补偿。求时间 t 的微分,得到

$$\alpha_{iso} D_{\infty} + k [P_{th}(\infty) - P_{th}(0)] = 0 \quad (4.1-79)$$

$$D_{\infty} = \frac{d\Delta T_{avg}(t)}{dt} \Big|_{t=\infty}$$

$$k = -\alpha_{iso} \frac{D_{\infty}}{P_{th}(\infty) - P_{th}(0)}$$

将式 (4.1-79) 代入式 (4.1-78), 得

$$\frac{\alpha_{iso}}{\alpha_p} = - \frac{P_{th}(t) - P_{th}(0)}{[T_{avg}(t) - T_{avg}(0)] - \frac{D_{\infty}}{[P_{th}(t) - P_{th}(0)]} \int_0^t [P_{th}(t) - P_{th}(0)] dt}$$

$$\left\{ 1 - \frac{\rho(t)}{\alpha_p [P_{th}(t) - P_{th}(0)]} \right\}$$

当功率稳定时 $\rho(t) = 0$, 上式变为

$$\left(\frac{\alpha_{iso}}{\alpha_p} \right)_t = - \frac{\Delta P_{th}(t)}{\Delta T_{avg}(t) - \frac{D_{\infty}}{\Delta P_{\infty}} \int_0^t \Delta P_{th}(t) dt} \quad (4.1-80)$$

在汽机负荷变化几分钟后,我们可作以下近似:

$$\int_0^t \Delta P_{th}(t) dt = \Delta P_{\infty}(t - t_1)$$

这里, t_1 是汽机负荷变化后, 冷却剂平均温度达到峰值的时间, 单位为 min。

将上式代入式 (4.1-80), 最后得到一个非常实用的方程:

$$\left(\frac{\alpha_{iso}}{\alpha_p}\right)_t = -\frac{\Delta P_{th}(t)}{\Delta T_{avg}(t) - D_{\infty}(t - t_1)} \quad (4.1-81)$$

由上式可见, 只要在核电厂稳定运行时, 突然改变汽机负荷, 给堆芯一个小的扰动, 同时保持冷却剂硼浓度和控制棒位置不变, 并记录堆芯热功率和冷却剂平均温度的变化, 即从试验中取得 $P_{th}(t)$ 和 $T_{avg}(t)$ 的变化曲线, 由此便可容易地求得上述方程中的 $\Delta P_{th}(t)$ 、 $\Delta T_{avg}(t)$ 、 D_{∞} 和 t_1 , 于是就可求解得到 α_{iso} 和 α_p 的比值。

10.10.2 测量参数

- 1) 冷却剂参考温度。
- 2) 冷却剂平均温度。
- 3) 主回路冷却剂冷端最大温差。
- 4) 主调节棒组 D 位置。
- 5) 堆芯热功率。
- 6) 汽轮机负荷。
- 7) 其他堆芯状态参数, 控制棒棒位和硼浓度等。

10.10.3 主要的试验条件和注意事项

- 1) 反应堆功率水平在试验台阶上至少稳定运行 48h, 达到氙平衡状态。
- 2) 一回路冷却剂平均温度与参考温度之差 $T_{avg} - T_{ref} \leq$

0.5℃。

3) 反应堆轴向功率偏差变化小于 0.1%FP/h。

4) 反应堆主冷却剂系统与稳压器液体硼浓度之差在 20ppm 之内。

5) 控制棒位置: 主调节棒组 D 在调节带范围, 其他控制棒均提出堆芯。

6) 为了防止化容系统 (RCV) 补水, 应使 RCV 的容控箱水位足够高。

7) 为了保持试验期间硼浓度均匀不变, 应采取如下措施: ①开启两个下泄流孔板; ②投入稳压器全部加热器; ③旁路脱盐装置。

8) 在试验期间应注意: ①反应堆的运行瞬态变化必须在保护图范围内; ②置化容系统 (RCV) 的补水操作选择方式为“手动”方式; ③置主调节棒组 D 的操作方式为“手动”方式; ④反应堆主回路冷却剂平均温度与参考温度之差必须小于 4℃。

汽轮机负荷的变化, 以不超过 ±5%、超过 ±4% 为宜。建议: 以降负荷为好, 试验从汽机变负荷开始用时大约 30min。试验后将反应堆恢复至试验前的状态。

10.10.4 验收准则及数据处理结果

10.10.4.1 验收准则

等温温度系数 α_{iso} 与多普勒功率系数 α_p 的比值, 其测量值与设计值的相对误差在 20% 范围内符合。

10.10.4.2 数据处理结果

50%FP 和 100%FP 功率台阶的试验数据处理及结果, 见表 4.1-52 和表 4.1-53。

表 4.1-52

50%FP 试验数据处理及结果

时间 t (min)	$t - t_1$ (min)	$P_{th}(t)$		$\Delta P_{th}(t) \%FP$		T_{avg} (t) ℃	ΔT_{avg} (t) ℃	D_{∞} ($t - t_1$) ℃	α_{iso}/α_p (%FP/℃)
		MW	%FP	MW	%FP				
0		1062.8	55.07			300.10			
10	5.5	1027.9	53.26	-31.5	-1.63	301.47	1.37	-0.11	1.22
15	10.5	1027.8	53.25	-31.6	-1.64	301.37	1.27	-0.21	1.22
20	15.5	1027.8	53.25	-31.6	-1.64	301.27	1.17	-0.30	1.23
25	20.5	1027.9	53.26	-31.5	-1.63	301.17	1.07	-0.40	1.23
30	25.5	1028.2	53.27	-31.2	-1.62	301.08	0.98	-0.50	1.30
平均值									1.24
设计值									1.18
偏差									0.06

注 $t_1 = 4.5\text{min}$; $D_{\infty} = -0.019\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

相对误差为: $\frac{1.24 - 1.18}{1.18} = 5.08\%$, 试验是满足验收准则的。

表 4.1-53

100%FP 试验数据处理及结果

时间 t (min)	$t - t_1$ (min)	$P_{th}(t)$		$\Delta P_{th}(t) \%FP$		$T_{avg}(t)$ (℃)	$\Delta T_{avg}(t)$ (℃)	$D_{\infty}(t - t_1)$ (℃)	α_{iso}/α_p (%FP/℃)
		MW	%FP	MW	%FP				
0			99.66			309.04			
10	5.5		95.54		-4.12	310.81	1.77	-0.23	2.06
15	10.5		95.65		-4.01	310.57	1.53	-0.47	2.01
20	15.5		95.75		-3.91	310.33	1.29	-0.70	1.96
25	20.5		95.86		-3.80	310.10	1.06	-0.94	1.90
30	25.5		95.97		-3.69	309.86	0.82	-1.17	1.85
平均值									1.96
设计值									2.00
偏差									-0.04

注 $t_1 = 5.0\text{min}$; $D_{\infty} = -0.046\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 。

相对误差为: $\frac{1.96 - 2.00}{2.00} = -2.00\%$, 试验是满足验收准则的。

10.11 堆芯功率分布测量

10.11.1 测量系统简介

堆芯测量系统 (RIC) 是由反应堆堆芯中子通量测量 (堆芯功率分布测量) 系统、堆芯冷却剂温度测量系统和反应堆压力容器水位测量系统组成。它们分别提供: 38 个燃料组件的中子通量活性数据; 在燃料组件出口处的冷却剂温度分布; 反应堆压力容器水位测量。

堆芯中子通量测量系统主要由测量系统和数据计算机处理系统。

测量系统共有 38 个测量通道, 它们分成 4 组 (10、10、10、8), 每一组测量通道配备一个微型可移动的裂变室探测器, 共 4 个微型裂变室。测量点布置原则是保证具有代表性和足够的数量, 并且适当考虑对称性监测的要求 (参见图 4.1-120)。这些微型裂变室是由驱动单元和各种选择器构成的机电设备来驱动的。通过将 4 个微型裂变室同时插入 38 个指套管的其中 4 个, 中子通量图的测量数据是探头在堆芯内从堆芯上部往下部移动过程中采集的。探头移动 1mm, 称为一个“探测器步”。每经过 8 个“探测器步”, 控制计算机就采集一个数据。堆芯燃料活性区高度为 3657.6mm。每 8 个测量数据取一次平均值记录, 这样总共有 57 个平均值 (第 26 通道是参考通道)。

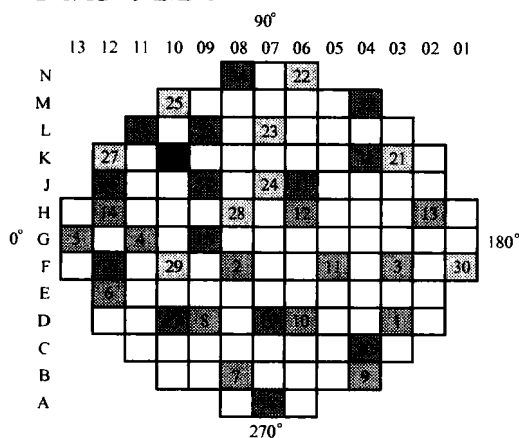


图 4.1-120 堆芯中子通量测量孔道布置图

控制设备和机电设备之间的接口是通过安装在反应堆厂房环廊里的分配柜实现的。读出控制柜是中子通量测量系统的控制和监测设备, 由 RIC 系统操纵员进行测量。

10.11.2 注意事项及要求

反应堆在功率水平下稳定运行 48h, 达到氙平衡。

中子通量图测量前 6h 内, 检查堆芯稳定状态: 反应堆冷却剂平均温度与参考温度之差在 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 以内; 无硼化和稀释操作; 轴向功率偏差的变化率小于 $0.3\% \text{FP/h}$; 稳压器压力为 $15.5^{+0}_{-0.2} \text{MPa}$, 变化小于 0.1MPa 。

在中子通量图测量过程中, 应维持功率水平稳定; 维持反应堆冷却剂平均温度在参考温度的 $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$ 范围内。控制棒移动范围为通量测量开始时的棒位的 ± 3 步范围内, 在数据采集的时候不能移动控制棒和任何引起反应堆平均温度变化的操作。

对于正常功率水平下的中子通量图测量, 要进行两次硼浓度的采样测量分析 (回路和稳压器) 和两次热平衡计算, 一次是在中子通量图测量开始的时候, 一次是在测量结束的时候。

10.11.3 试验步骤

当反应堆运行状态满足中子通量测量条件后, 按照中子

通量图测量操作规程操作堆芯测量系统进行测量。

堆芯中子通量测量开始的时候, 4 个探测器采用救援测量方式同时插入其备用测量通道的第一路进行通量测量 (如表 4.1-54 所示), 以便对这 4 个探头进行循环互校准。

在探头校准完毕后, 4 个探头根据预先编制好的程序同时地进入各自相对应的通道进行测量 (如表 4.1-54 所示)。每一个探头根据控制计算机给出的指令有序地将测量数据送到控制计算机中。

在中子通量图测量过程中, 需要定期记录控制棒组的位置、冷却剂平均温度、RPN 功率量程通道电流输出等数据。

在通量图测量开始和结束时, 各进行一次二回路热平衡和反应堆冷却剂系统硼浓度样品的化学分析。

试验测量采集的数据和由核电厂中央数据处理系统 (KIT) 采集的温度、压力、流量、棒位和堆外核测探测器电流等数据被送到 RIC 系统控制计算机中, RIC 系统控制计算机将其与通量测量数据按一定的格式保存生成一个文件。然后将测量数据文件与由设计院提供的理论数据库用通量图处理软件包的计算程序进行数据处理和分析后, 将 38 个测量通道的测量数据拓展到全堆芯, 进而得到全堆芯功率分布图 (见图 4.1-121)。再通过程序的处理还可以得到堆外核测仪表系统 (RPN) 的刻度系数更新值。

表 4.1-54 中子通量图测量通道顺序

1. 采用参考互校准方式的中子通量图测量通道顺序

测量值总数: NTOT=512

PASS	1 号探测器	2 号探测器	3 号探测器	4 号探测器
1	26	00	00	00
2	00	26	00	00
3	00	00	26	00
4	00	00	00	26
5	01	11	21	31
6	02	12	22	32
7	03	13	23	33
8	04	14	24	34
9	05	15	25	35
10	06	16	26	36
11	07	17	27	37
12	08	18	28	38
13	09	19	29	00
14	10	20	30	00

PASS 数: 14 TRACE 数: 42

00 表示探测器不移动, 26 为参考通道

2. 采用参考互校准方式的中子通量图测量通道顺序

测量值总数: NTOT=512

PASS	1 号探测器	2 号探测器	3 号探测器	4 号探测器
1	11	21	31	01
2	01	11	21	31
3	02	12	22	32
4	03	13	23	33
5	04	14	24	34
6	05	15	25	35
7	06	16	26	36
8	07	17	27	37
9	08	18	28	38
10	09	19	29	00
11	10	20	30	00

第 1、2 PASS 为循环互校准阶段, 第 2-11 为正常测量阶段

10.11.4 数据处理与分析

以通量图号 54 号为例,其堆芯状态是:燃料为 2125MWD/TU,热平衡测得的堆功率为 98.1%FP,控制棒 D 的棒位为 190 步(调节带中间位置),一回路分析硼浓度为 848ppm。测量时反应堆功率已经稳定运行 48h,达到平衡氙。

通量图测量获得的数据经过程序处理后,结果如下。

10.11.4.1 核熔升因子 $F_{\Delta H}^N$

核熔升因子是最热通道熔升与平均通道熔升之比值。测量得到的 $F_{\Delta H}^N=1.289$,所在组件位置是 J8。

10.11.4.2 热点因子 F_q^N

热点因子是堆芯燃料棒局部最大线性功率密度与平均燃料棒线性功率密度之比。测量得到的 $F_q^N=1.6793$,所在组件位置是 J8。

10.11.4.3 径向功率峰因子 F_{XY}

径向功率峰因子是 Z 截面上燃料棒最大线功率密度与该截面平均线功率密度之比。测量得到的 $F_{XY}=1.3722$,所在组件位置是 J8。

10.11.4.4 轴向功率偏移 AO

轴向功率偏移是堆芯上下功率之差与堆芯功率之比。测量得到的 $AO=-8.1\%$ 。

10.11.4.5 全堆芯 121 盒组件功率分布图

图 4.1-121 是全堆芯 121 盒组件的功率分布图。

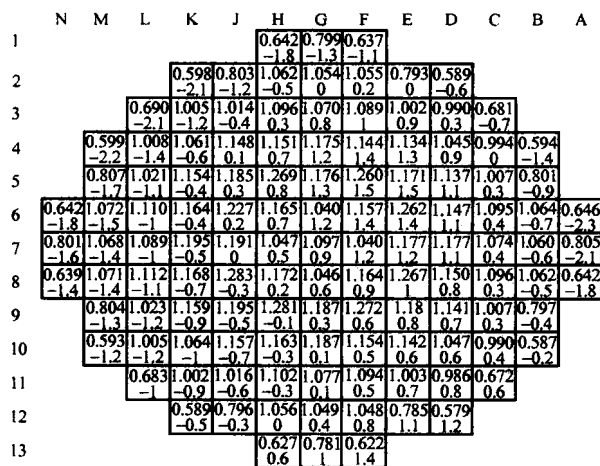


图 4.1-121 全堆芯功率分布图

方格中上排数字表示该燃料组件的相对功率 P ,下排数字表示该燃料组件的测量相对功率与设计值之间的相对误差。

这里燃料组件相对功率 $P \geq 0.9$ 时,最大相对误差组件 F5 相对误差为 1.52%;燃料组件相对功率 $P < 0.9$ 时,最大相对误差组件 A6 相对误差为 -2.34%,符合验收准则。

10.11.4.6 象限功率倾斜比

图 4.1-122 是这个通量图处理获得的各个区域的相对象限功率倾斜,其单位是%。1/4 堆芯最大象限功率倾斜比为 1.008,小于 1.02 的验收准则。

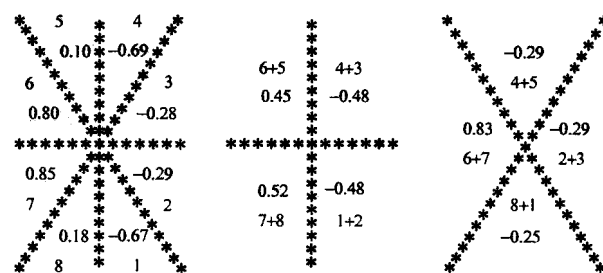


图 4.1-122 象限功率倾斜比分布图

10.11.5 验收准则

10.11.5.1 安全准则

(1) 核熔升因子 $F_{\Delta H}^N$ 。

$$F_{\Delta H}^N \times 1.04 \leq 1.55 \times [1 + 0.3 \times (1 - P_r)]$$

功率水平 P_r 低于 10%FP 时,该因子不进行核查。

(2) 热点因子 F_q^N 。

$$F_q^N \times 1.08 < F_{qLOCA}/P_r$$

式中: $F_{qLOCA}=2.35$ 。

10.11.5.2 设计准则

(1) 径向功率峰因子 F_{XY} 。

$$F_{XY} < 1.04 \times F_X^L Y \times [1 + 0.1 \times (1 - P_r)]$$

式中: F_{XY} 为径向功率峰因子的测量值; $F_X^L Y$ 为所有控制棒全提,在 100%FP 时,堆芯 z 平面的径向功率峰因子的设计值,在功率分布试验中有棒时 $F_X^L Y=1.492$,无棒时 $F_X^L Y=1.338$;当功率水平 P_r 低于 10%FP 时,不对该因子进行核查。

(2) 燃料组件的理论功率与测量功率之差。

表 4.1-55 列出了堆芯功率水平不同时,对燃料组件的理论功率与测量功率偏差的要求。

表 4.1-55 燃料组件的理论功率与测量功率之差

	堆芯功率小于 50%FP	堆芯功率大于 50%FP
该燃料组件的相对功率水平 ≥ 0.9	$ \text{Pass}_{\text{CAL}} - \text{Pass}_{\text{MES}} \leq 10\%$	$ \text{Pass}_{\text{CAL}} - \text{Pass}_{\text{MES}} \leq 5\%$
该燃料组件的相对功率水平 < 0.9	$ \text{Pass}_{\text{CAL}} - \text{Pass}_{\text{MES}} \leq 15\%$	$ \text{Pass}_{\text{CAL}} - \text{Pass}_{\text{MES}} \leq 8\%$

(3) 象限功率倾斜比。

在任何功率水平下,象限功率倾斜比都必须小于 1.09;在正常功率水平运行时,象限功率倾斜比要小于 1.02。

10.11.6 测量结果

表 4.1-56 是通量图的处理结果。

表 4.1-56

功率分布测量处理结果

通量图号	功率 (%FP)	控制棒 D (步)	燃料耗 (MWD/tU)	燃料组件的理论功率与 测量功率之差 (%)				$F_{\Delta H}^N$		F_q^N		F_{XY}		AO (%)	象限功率倾斜比	
				$P<0.9$		$P\geq 0.9$										
				测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值		测量值	限值
1	0.1		0	6.4	15	6.1	10	1.453 7		2.361 4		1.533 9				
6	7.9	179	0	4.1	15	3.2	10	1.218 9		1.823	27.5	1.279 6		-3.5	1.012	1.09

续表

通量图号	功率 (%FP)	控制棒 D (步)	燃料 (MWD/τU)	燃料组件的理论功率与 测量功率之差 (%)				$F_{\Delta H}^N$		F_q^N		F_{XY}		AO (%)	象限功率倾斜比	
				$P<0.9$		$P\geq 0.9$										
				测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值	测量值	限值			
7	3.8	167	0	5.2	15	4.6	10	1.232 8		1.886 4	57.3	1.269 5		-7.5	1.018	1.09
9	10	186	0	4	15	3.1	10	1.219 8	1.89	1.823	21.8	1.279 6	1.69	-3.5	1.012	1.09
17	56	97		1.7	8	1.4	5	1.270 2	1.69	2.098 5	3.89	1.373 3	1.62	-36	1.013	1.09
19	56	183	145	4	8	2	5	1.224 4	1.69	1.668 1	3.89	1.324 7	1.62	-5.4	1.009	1.09
23	75	181	270	3.7	8	1.9	5	1.247 7	1.60	1.736 7	2.90	1.327 5	1.59	-9.7	1.014	1.09
47	97	186	568	2.2	8	1.7	5	1.266 2	1.50	1.752 2	2.24	1.359	1.56	-10	1.013	1.02
49	100	197	750	3	8	1.5	5	1.265 2	1.49	1.737 9	2.18	1.342 4	1.55	-10	1.012	1.02
52	98	182	2121	2.4	8	1.5	5	1.291 6	1.50	1.717 5	2.22	1.381 3	1.55	-11	1.008	1.02
54	98	190	2121	2.3	8	1.5	5	1.289	1.50	1.679 3	2.22	1.372 2	1.55	-8.1	1.009	1.02

注 表中的测量值应小于或小于等于限值，上述结果都满足此要求。

10.12 热平衡测量

核电厂专门配置了试验仪表系统 (KME)，用来实施热平衡测量，确定反应堆的热功率输出。在计算热功率时，必须考虑除堆芯燃料组件以外的热源，包括反应堆冷却剂泵、稳压器电加热器、反应堆冷却剂系统热损失，并考虑蒸发器排污，一回路的的上充、下泄和主冷却剂泵轴封引起的热量变化等因素。最后的计算结果用来刻度反应堆热功率，刻度主蒸汽流量的指示值，验算一回路的冷却剂流量和堆内外核测系统互校，以及用于电厂热力性能试验和正常运行期间定期试验。热平衡测量的功率台阶分别为：10%FP、30%FP、50%FP、75%FP、87%FP、97%FP、100%FP。

10.12.1 试验原理与方法

10.12.1.1 热平衡试验原理

核电厂主冷却剂流程是，高压的冷却剂水从压力容器上部的进口接管进入，沿着堆芯吊篮、热屏蔽和压力容器壁下降，到达压力容器底部后，向上流经反应堆堆芯，在堆芯吸收了核燃料裂变产生的热量后，从反应堆出口接管流出，经主管道进入蒸汽发生器，在蒸汽发生器内将热量传给二回路侧的给水，生成饱和蒸汽，推动汽轮发电机组发电。冷却剂由蒸汽发生器出来后进入冷却剂泵，经泵升压后重新进入反应堆，反复循环，详见图 4.1-123。

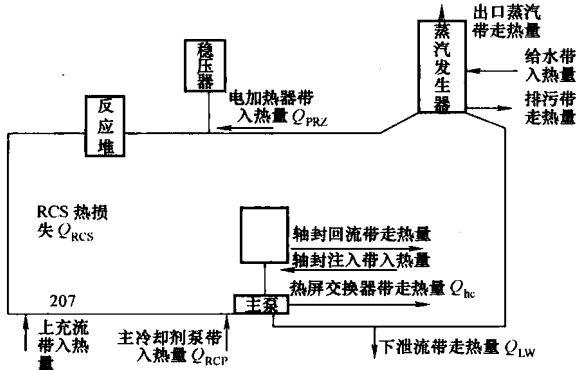


图 4.1-123 一回路热平衡原理图

10.12.1.2 KME 系统简介

KME 热平衡系统是通过安装在二回路系统上的专用高精度的压力、温度、流量等仪表对蒸汽、主给水、排污水等的压力、温度、流量进行测量。系统将试验所需的温度、压

力、流量信号，通过就地接线柜，由电缆送到计算机，计算出二回路工质通过蒸汽发生器时产生的焓升，从而得到反应堆一回路传给二回路的能量，然后考虑一回路其他设备得到和失去的能量，由能量平衡原理求出反应堆堆芯热功率。计算热平衡试验的各项数据见表 4.1-57。

表 4.1-57 KME 热平衡试验报表

1KME0204171512. txt

KME 热平衡试验报表__机组 1

试验手工启动时间：2002/4/17 15:12:10

参数输入有效；输入值来自数据库；测量值取瞬时值；ARE 大量程；排污打开

〈试验参数〉：

采集数量：240	采集速度(ms)：5000
热量损失(MW)：8.3	热量损失精度(%)：0.250 000
蒸汽品质：0.999 000	重力加速度(m/s ²)：9.788 200
温度传感器精度(%)：0.067 000	压力/压差变送器精度(%)：0.150 000
采集模块精度(%)：0.020 000	温度套筒精度(%)：0.220 000
取平均值时剔除坏值的百分比 (%)：15.000 000	额定功率(MW)：1930.0

〈计算参数〉：

	SG1	SG2
给水管绝对粗糙度(m)	0.000 100	0.000 100
蒸汽管绝对粗糙度(m)	0.000 100	0.000 100
给水压力变送器至 SG 入口压力损失(MPa)	0.226 000	0.242 000
SG 出口至蒸汽压力变送器的压力损失(MPa)	0.031 000	0.040 000
参考温度下节流件孔径(m)	0.241 710	0.241 690
参考温度下给水管内径(m)	0.363 740	0.363 695
参考温度下蒸汽管内径(m)	0.739 000	0.739 000
节流件线膨胀系数(m/m℃)	0.000 016 6	0.000 016 6
给水管线膨胀系数(m/m℃)	0.000 012 1	0.000 012 1
蒸汽管线膨胀系数(m/m℃)	0.000 012 1	0.000 012 1
SG 入口到压力变送器接口长度(m)	69.590 000	69.500 000
SG 出口到压力变送器接口长度(m)	60.660 000	60.660 000
节能件参考温度(℃)	20.000 000	20.000 000
给水管参考温度(℃)	20.000 000	20.000 000

续表

参数输入有效; 输入值来自数据库; 测量值取瞬时值; ARE 大量程; 排污打开		
〈输入量〉:	SG1	SG2
给水压差(kPa)	188.714 783	186.561 874
给水温度(℃)	231.437 088	231.790 817
ARE 给水压力值(MPa)	7.148 561	7.168 827
VVP 蒸汽压力值(MPa)	6.713 448	6.676 493
排污流量(t/h)	9.836 698	9.836 698
〈中间结果〉:	SG1	SG2
给水密度(kg/m ³)	829.637 424	829.175 262
给水焓(kJ/kg)	997.862 574	999.511 499
饱和水焓(kJ/kg)	1260.553 508	1259.087 729
饱和蒸汽焓(kJ/kg)	2775.107 041	2775.453 318
湿蒸汽焓(kJ/kg)	2773.592 487	2773.936 953
排污焓(kJ/kg)	1260.553 508	1259.087 729
流出系数	0.603 065	0.603 065
给水流量(t/h)	1979.477 858	1967.342 729
蒸汽发生器热功率(MW)	972.259 650	965.556 083
给水流量误差	0.007 232	0.007 233
SG 主给水压力(MPa)	7.022 821	7.027 087
SG 主蒸汽压力(MPa)	6.867 457	6.839 325
SG 热功率误差(%)	0.795 364	0.795 774
〈KME 热平衡试验结果〉:		
热功率(MW): 1937.82	堆芯功率(MW): 1929.50	
热功率误差(%): 0.572 913		
发电机有功功率(MW): 669.815 857	发电机效率(%): 34.566	
测量的热功率百分比(%): 0.000	热平衡热功率百分比(%): 99.974	
备注:		
试验者:	审核者:	

在 KME 系统热平衡试验时, 在主控室 KIT 系统以及相关仪表上采集试验参数, 进行手工验算(包括计算各个试验台阶的 ΔQ 值), 并把 KME 系统热平衡计算结果与手工验算计算结果进行比较, 对 KME 系统进行校核。

10.12.1.3 热平衡计算方法

(1) 蒸汽发生器热功率计算 Q_{NSSS} (kW)。

$$Q_{NSSS} = \frac{1}{3600} \times \sum_{i=1}^2 Q_{SGi} \quad (4.1-82)$$

$$\begin{aligned} Q_{SG} &= G_S h_s + G_b h_b - G_f h_f = G_S (h_s - h_f) + G_b (h_b - h_f) \\ &= (G_f - G_b) (h_s - h_f) + G_b (h_b - h_f) \\ h_s &= h_g - X(h_g - h_w) \end{aligned}$$

式中: G_S 为蒸汽发生器出口蒸汽流量, kg/h; G_f 为给水流量, kg/h; G_b 为蒸汽发生器排污流量, kg/h; h_f 为给水焓(由给水温度、压力求得), kJ/kg; h_b 为蒸汽发生器内饱和水焓, kJ/kg; h_s 为蒸汽发生器出口蒸汽焓, kJ/kg; h_g 为蒸汽发生器饱和蒸汽焓, kJ/kg; h_w 为蒸汽发生器饱和水焓, kJ/kg; X 为蒸汽发生器出口蒸汽湿度。

(2) 反应堆热功率计算。

$$Q_{RX} = Q_{NSSS} - \Delta Q \quad (4.1-83)$$

(3) 除堆芯外其他热源向冷却剂系统输入的热功率 (ΔQ):

$$\Delta Q = Q_{RCP} + Q_{PRZ} + Q_{CW} + Q_{SW} - Q_{LW} - Q_{hc} - Q_{RCS} \quad (4.1-84)$$

式中: Q_{RCP} 为反应堆冷却剂泵输入热量; Q_{PRZ} 为稳压器加热器输入热量; Q_{CW} 为上充水输入热量; Q_{SW} 为轴封输入总热量; Q_{LW} 为下泄水排出热量; Q_{hc} 为热屏换热器换热量; Q_{RCS} 为一回路冷却剂系统热损失。

在进行 KME 系统热平衡试验同时, 从 KIT 系统上采集相关试验参数, 按以下公式分项计算:

$$Q_{RCPi} (\text{kW}) = 1.732 UI K \eta_{机械} \eta_{主泵电机} \quad (4.1-85)$$

式中: U 为冷却剂泵工作电压; I 为冷却剂泵工作电流; K 为功率因子。

注意: $Q_{RCP} = Q_{RCP1} + Q_{RCP2}$

Q_{PRZ} (kW) = 稳压器各组电加热器功率 \times 实际投入组数

$$Q_{CW} = \frac{1}{3600} \times \frac{F_{CW} H_{CW}}{V_{CW}} \quad (4.1-86)$$

式中: F_{CW} 为上充水流量, m³/h; h_{CW} 为上充水焓, kJ/kg; V_{CW} 为上充水比容, m³/kg。

注意: 计算 V_{CW} 的温度, 压力测点 T_{CW} 和 P_{CW} 应尽可能靠近 F_{CW} 的测点; 计算主回路 h_{CW} 的温度, 测点应尽可能靠近主回路。

$$Q_{SW} = \frac{1}{3600} \times \sum_{i=1}^2 \left(\frac{F_{Si} h_{Si}}{V_{Si}} - \frac{F_{Sri} h_{Sri}}{V_{Sri}} \right) \quad (4.1-87)$$

式中: F_{Si} 为轴封水注入流量, m³/h; h_{Si} 为轴封注入水焓, kJ/kg; V_{Si} 为轴封注入水比体积, m³/kg; F_{Sri} 为轴封回流水流量, m³/h; h_{Sri} 为轴封回流水焓, kJ/kg; V_{Sri} 为轴封回流水比体积, m³/kg。

注意: 计算比体积 V_{Si} 的温度 T_{Si} 和压力 p_{Si} , 测点应尽可能靠近 F_{Si} 流量测点; 计算比体积 V_{Sri} 的温度 T_{Sri} 和压力 p_{Sri} , 测点应尽可能靠近 F_{Sri} 流量测点; 计算 h_{Si} 和 h_{Sri} 焓的温度测点, 应尽可能靠近主泵。

$$Q_{LW} = \frac{1}{3600} \times \frac{F_{LW} H_{LW}}{V_{LW}} \quad (4.1-88)$$

式中: F_{LW} 为下泄流流量, m³/h; h_{LW} 为下泄流的焓, kJ/kg; V_{LW} 为下泄流的比体积, m³/kg。

注意: 计算 V_{LW} 的温度和压力, 测点 T_{LW} 和 P_{LW} 应尽可能靠近 F_{LW} 的测点; 计算主回路 h_{LW} 的温度, 测点应尽可能靠近主回路。

$$Q_{hc} = \frac{1}{3600} \times \left[\left(\frac{F_{hc} h_{hc}}{V_{hc}} \right)_{出口} - \left(\frac{F_{hc} h_{hc}}{V_{hc}} \right)_{入口} \right] \quad (4.1-89)$$

式中: F_{hc} 为热屏热交换器设冷水流量, m³/h; h_{hc} 为热屏热交换器设冷水焓, kJ/kg; V_{hc} 为热屏热交换器设冷水比体积, m³/kg。

Q_{RCS} 用“一回路冷却剂系统热损失测定试验”的测量结果 (1093.2kW)。

热平衡试验结果见表 4.1-58。

表 4.1-58 热平衡试验结果

试验功率 台阶(%FP)	10	30	50	75	87	97	100
KME 计 算热功率 (MW)	146.38	674.13	1090.23	1449.44	1672.66	1825.76	1931.60
KME 计 算堆芯功率 (MW)	139.04	665.93	1082.07	1441.02	1664.60	1817.56	1923.29
电功率 (MW)	0.000	159.540	323.895	481.430	565.232	637.460	669.000
手算热功 率 (MW)	151.92	673.80	1090.22	1449.43	1672.65	1833.05	1936.43
手算堆功 率 (MW)	143.27	665.65	1082.27	1441.38	1664.49	1824.87	1928.11
手算 ΔQ 值 (MW)	8.649	8.146	8.194	8.062	8.175	8.182	8.313
热效率 (%)	1.819	21.963	29.933	33.409	33.955	34.915	34.634
KME 计 算热功率台 阶 (%FP)	7.204	34.505	56.066	74.664	86.251	94.174	99.652
RPN 平 均核功率指 示值 (%FP)	7.638	32.923	56.060	77.420	87.165	96.857	98.595
KIT 热 平衡热功率 (MW)	154.74	679.38	1072.49	1456.60	1649.13	1810.95	1929.95
KME 系 统计算误 差 (%)	6.530 ^①	0.664	0.610	0.597	0.587	0.584	0.583

① 为低于 KME 系统设计的正常工作试验状态下测得，因此计算误差较大，试验结果取手算结果。

10.12.2 试验结果的分析

通过各个功率台阶上的试验，我们得到了表 4.1-58 中的热平衡试验结果。从试验结果来看，KME 系统热平衡计算结果与手算结果基本吻合，差值主要由 ΔQ 值引起。因为 KME 系统热平衡计算对于 ΔQ 的处理采用定值（10%FP 功率台阶取 ΔQ=7.33MW）处理，这个值可以手工输入进行修改。通过实测计算得到了各个功率台阶的 ΔQ 值（见表 4.1-58）。试验时将上一功率台阶计算的 ΔQ 值输入 KME，来参与下一试验功率台阶的热平衡计算，因此实际的 ΔQ 值存在一定的差别。但是对于整个计算来看，其计算误差是较小的，满足试验验收要求。

从表 4.1-58 的试验结果我们可以看到，KME 系统热平衡试验结果与 RPN 核功率指示值以及 KIT 系统热功率值之

间有一些差别，列出这些数据的目的是跟 KME 系统热平衡试验结果以及手算结果进行比较。当核电厂投入满功率运行时，反应堆热功率测量由 KIT 系统和 KME 系统来完成。核电厂在启动阶段的热平衡试验，除了可以由 KME 系统热平衡以及手工计算得反应堆热功率以外，还要校验 KIT 系统反应堆热功率计算值和 RPN 系统核功率指示值。它们之间的关系是：在正常功率运行时，每天的反应堆热功率计算值是从 KIT 系统取得的，并用它来校验 RPN 的核功率指示值。如果 KIT 热功率值对应百分比功率值与 RPN 的核功率指示值的误差小于 1.5% 时，则需要用 KIT 热功率值来调整 RPN 核功率指示值；反之，如果 KIT 热功率值对应百分比功率值与 RPN 的核功率指示值的误差大于 1.5% 时，则需要用 KME 系统热平衡试验结果对 KIT 热功率值进行比较；如果 KME 热平衡试验结果与 KIT 热功率值的误差大于 0.25%，说明 KIT 热功率值不正确，应该对 KIT 热功率值进行修正。一般在每隔 30 个等效满功率天进行全堆芯通量图测量，同时进行 KME 热平衡测量，进行堆内外核测系统互校试验。

10.12.3 试验验收准则

在 30%FP 以上（包括 30%FP）各功率台阶，KME 系统热平衡试验测量的误差应小于设计值的 1%。

10.13 热平衡法计算反应堆冷却剂流量

反应堆冷却剂流量的大小和压降分布要保证堆芯有足够的流速，又要避免因流量过大而造成燃料组件产生机械变形及水力负荷过大。因此，一回路流量设计分为热工设计流量（从热工传热角度考虑的最小流量，该值为 23 320 m³/h）、最佳估算流量（最接近实际的流量，用于核设计，该值为 24 290m³/h）和机械设计流量（用于燃料组件机械设计及堆内构件机械设计的最大流量，该值为 25 260m³/h）。根据热平衡来计算反应堆冷却剂流量，就是验证其是否在热工设计流量和机械设计流量之间，以满足安全要求和设计要求。

10.13.1 基本原理

如图 4.1-124 所示，RCP 系统由并联到反应堆压力容器的两条相同的传热环路组成。每一条环路有一台反应堆冷却剂泵和一台蒸汽发生器及一些相应的连接管道。冷却剂水在通过堆芯时被加热后，继续向上到达反应堆压力容器出口接管，由此进入环路的热管段，然后通过蒸汽发生器底部半球形封头进入蒸汽发生器的 U 型传热管，将热量传给二回路系统。被冷却的反应堆冷却剂由蒸汽发生器底部流出，经过渡段到达主冷却剂泵。主泵将冷却剂升压，然后经冷管段返回反应堆重新加热，成为一个封闭的循环回路。

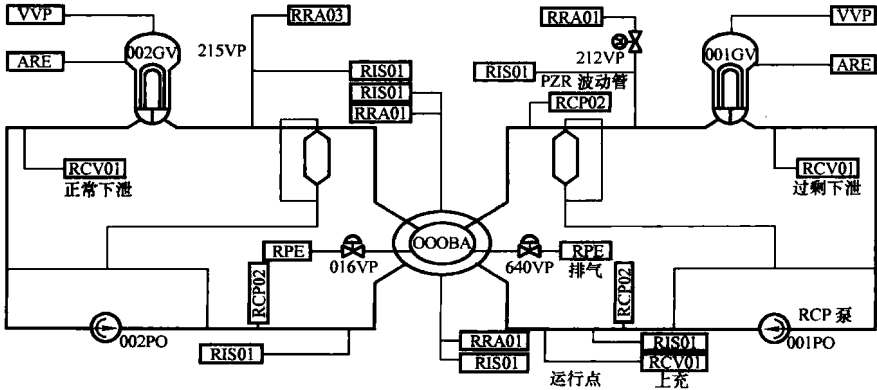


图 4.1-124 反应堆冷却剂系统

由上述冷却剂的流程可知堆芯产生的热量由一回路冷却剂传输给了二回路, 根据一、二回路热平衡原理, 可以计算出反应堆的热功率 W_R

$$W_R = W_{R1} + W_{R2} = W_{SG1} + W_{SG2} - W_{RCP} \quad (4.1-90)$$

$$W_{R1} = W_{SG1} - 0.5W_{RCP}$$

$$W_{R2} = W_{SG2} - 0.5W_{RCP}$$

式中: 1、2 脚标分别表示 1 环路和 2 环路; W_{SG} 为每台蒸汽发生器提供的热功率, 具体计算参见热平衡测量试验, kW; W_{RCP} 为除堆芯外其他热源向冷却剂系统输入的热功率, kW。

根据焓平衡式 (4.1-88), 可计算出反应堆冷却剂流量 Q_v , 式 (4.1-89)。

$$W_R = Q_v \rho \Delta H / 3600 \quad (4.1-91)$$

$$Q_v = Q_{11} + Q_{12} = 3600(u_1 W_{R1} / \Delta H_1 + u_2 W_{R2} / \Delta H_2) \quad (4.1-92)$$

$$Q_{11} = 3600 u_1 W_{R1} / \Delta H_1$$

$$Q_{12} = 3600 u_2 W_{R2} / \Delta H_2$$

式中: Q_v 为压力容器流量, m^3/h ; u 为冷却剂的比容, 是根据冷端温度、压力查水物性表得到的, m^3/kg ; ρ 为冷却剂的密度, 是根据冷端温度、压力查水物性表得到的, kg/m^3 ; ΔH 为冷热端焓差, $\Delta H = H_{热端} - H_{冷端}$, 其中 $H_{冷端}$ 和 $H_{热端}$ 是根据冷热端温度、压力查水物性表得到的, kJ/kg 。

10.13.2 试验概述

本试验是和热平衡测量试验同时进行的, 试验条件和试验预防措施同热平衡试验。试验的初始状态是反应堆在既定功率水平 (30%FP、50%FP、75%FP、87%FP、97%FP、100%FP) 上, 已稳定运行至少 48 小时, 达到氦平衡; 主调节棒组 D 处于其调节区域推荐的运行范围内。

试验开始时先记录堆芯状态参数, 然后用热平衡测量系统 KME 进行热平衡测量, 在测量的同时记录两个环路的冷热端温度、核电厂计算机系统 KIT 上的环路冷却剂流量以及相关的一些热工参数。当热平衡测量完成之后, 采集好试验参数, 试验结束。

10.13.3 试验结果及验收准则

10.13.3.1 试验结果

试验结果如表 4.1-59 所示。

表 4.1-59 流量计算结果

功率水平 (%FP)	1 环路流量 (m^3/h)	2 环路流量 (m^3/h)	压力容器流量 (m^3/h)
30	24 464.9	24 365.4	48 830.3
50	24 795.9	23 960.7	48 756.6
75	24 044.3	23 402.3	47 446.6
87	24 390.9	23 822.5	48 213.4
97	24 259.0	23 725.1	47 984.7
100	24 549.8	23 956.4	48 506.2

在 100%FP 功率下, 计算得到压力容器流量误差为 $\pm 683.9 m^3/h$, 则压力容器流量范围为 $47\ 822.3 < Q < 49\ 190.1 m^3/h$ 。另外由 100%FP 下的流量外推计算得到 120%FP 时 1 环路和 2 环路的流量分别为 $29\ 581.0 m^3/h$ 和 $28\ 866.0 m^3/h$, 将此结果通知给仪控队, 由仪控队根据该结果标定弯管流量计的流量, 从而达到调整核电厂计算机系统 KIT 上的反应堆热功率的指示。

10.13.3.2 验收准则

1) 在 100%FP 时, 测量的环路流量必须在热工水力流量和机械流量之间, 即 $23\ 320 < Q < 25\ 260 m^3/h$ 。

2) 在 100%FP 时, 测量的压力容器流量必须在 2 倍的热工水力流量和 2 倍的机械流量之间, 即 $46\ 640 < Q < 50\ 520 m^3/h$ 。

10.13.3.3 结果评价

由表 4.1-60 可知, 在每个功率台阶上, 1 环路和 2 环路的流量均在 $23\ 320 < Q < 25\ 260 m^3/h$ 内, 压力容器的流量均在 $46\ 640 < Q < 50\ 520 m^3/h$, 所以无论是环路流量还是压力容器流量均满足试验验收准则, 因此反应堆冷却剂流量满足安全要求和设计要求。

10.14 等温温度系数测量

核电厂反应堆本身固有的自稳性好坏, 在相当程度上取决于慢化剂温度系数的值。在堆芯核设计中, 对慢化剂温度系数的数值有一定要求, 特别是在功率运行工况下, 其值绝对不能为正。慢化剂温度系数通常都是在堆芯处于热态零功率物理试验状态下, 通过对等温温度系数的测量而间接得到。

10.14.1 试验原理

慢化剂温度系数等于堆芯慢化剂温度变化 $1^\circ C$, 由慢化剂所引入的反应性的变化量。当反应堆处于热态零功率状态下, 堆内慢化剂温度缓慢变化时, 可认为燃料的温度变化与慢化剂的温度变化是相一致的。为此人们把在此种状态下, 由于温度均匀变化引起的反应性变化, 称作等温温度系数 α_{iso} , 并表示为

$$\alpha_{iso} = \Delta \rho / \Delta T \quad (pcm/^\circ C) \quad (4.1-93)$$

式中: $\Delta \rho$ 为由于温度变化引起的反应性变化量, 单位 pcm; ΔT 为温度变化量, 单位 $^\circ C$ 。

上式中的反应性变化 $\Delta \rho$ 又可分成两部分, 一部分是由于反应堆慢化剂温度变化引起反应性变化量 $\Delta \rho_{mod}$; 另一部分是由于燃料温度变化引起燃料中 U238 的共振吸收变化所造成的反应性变化量, 此效应也称多普勒效应, 用 $\Delta \rho_d$ 表示 (它是一种负效应), 即 $\Delta \rho = \Delta \rho_{mod} + \Delta \rho_d$ 。由此可把等温温度系数表示为:

$$\begin{aligned} \alpha_{iso} &= \Delta \rho / \Delta T \\ &= (\Delta \rho_{mod} + \Delta \rho_d) / \Delta T \\ &= \Delta \rho_{mod} / \Delta T + \Delta \rho_d / \Delta T \\ &= \alpha_{mod} + \alpha_d \end{aligned} \quad (4.1-94)$$

则

$$\alpha_{mod} = \alpha_{iso} - \alpha_d \quad (4.1-95)$$

式中: α_{mod} 称作慢化剂温度系数; α_d 称作燃料多普勒温度系数, 由理论计算给出。

由式 (4.1-95) 可以看出, 只要测量等温温度系数就可以最后得到慢化剂温度系数。

10.14.2 测量方法

在热态零功率物理试验状态下, 调节大气释放阀或旁排开度, 使得慢化剂温度呈线性变化。温度的变化速率必须限制在一定的范围内, 以使慢化剂温度与燃料温度变化保持一致。慢化剂温度的变化必然导致反应性的变化。

将 RPN 一个功率量程通道的中子电流和信号输入到反应性仪中来监测反应性的变化。堆芯平均温度信号输入到 SPEC-200 进行补偿后得到 ΔT_{avg} 。将反应性信号和慢化剂 ΔT_{avg} 信号接到 X-Y 记录仪上 (见图 4.1-125), 反应性随慢化剂温度变化的曲线 $\rho = f(T_{avg})$ 便记录在 X-Y 记录仪的记录纸上, 曲线线性段的斜率 ($\Delta \rho / \Delta T$) 就是等温温度系

数(见图4.1-126)。在试验过程中,中子通量水平控制在反应性仪中子通量测量量程的15%~90%范围内。当通量水平偏高或偏低要超出量程范围时,可移动控制棒组控制通量在测量量程范围内。

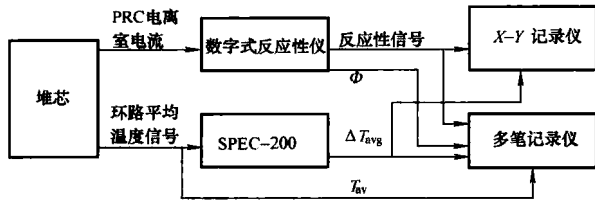


图 4.1-125 测量系统方框图

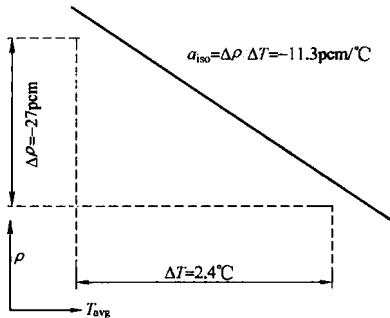


图 4.1-126 X-Y记录仪实例记录

10.14.3 重要注意事项和要求

(1) 在试验过程中冷却剂平均温度变化范围控制在 $290.8 \pm 3^\circ\text{C}$ 范围内;慢化剂平均温度升温或降温速率控制在 $4 \sim 11^\circ\text{C/h}$ 。

(2) 温度变化尽可能平稳:

1) 关闭蒸汽发生器排污阀。

2) 化容系统的净化床予以旁通。

(3) 试验时,蒸汽发生器水位大于或等于零负荷水位。试验过程中,若发现蒸汽发生器水位触发“低水位”报警,则停止试验。防止蒸汽发生器发生“低低水位”而触发停堆信号动作。

(4) 在试验期间,中子通量水平不得超过热态零功率物理试验水平的上限值,避免由于多普勒发热点引入的反应性影响试验结果。同时控制中子通量水平在反应性仪中子通量测量量程的15%~90%范围内,避免超量程引起反应性仪工作不正常。当通量水平偏高或偏低将要超出量程范围时,可通过移动控制棒组来调整通量水平在测量量程范围内。

(5) 在整个试验过程中,要维持反应堆冷却剂系统硼浓度的不变。

(6) 由多笔记录仪记录中子通量、反应性、平均温度。X-Y记录仪记录 $\rho=f(T_{\text{avg}})$ 测量曲线。在试验中应将如下信息记录在X-Y记录仪记录纸上:

1) 控制棒位置。

2) 硼浓度。

3) “升温”或“降温”开始和结束时的温度。

4) T_{avg} 和 ρ 的量程范围。

5) 机组及周期号;日期和时间。

10.14.4 试验步骤

操纵员通过手动控制蒸汽向大气的排放速率,使冷却剂平均温度的下降速率保持在约 0.1°C/min ,物理试验工程师通过多笔记录仪上的平均温度轨迹检查降温速率。速率调整后,即投入X-Y记录仪进行记录。 T_{avg} 的下降幅度达到约 2°C 时停止降温。用同样的方式进行升温。在降温、升温转换过程中,应保持堆芯状态不变,以进行X-Y记录仪的设置、调整。整个试验进行两次降温、两次升温,以获得4个试验数据。堆芯平均温度的升、降过程如图4.1-127所示。

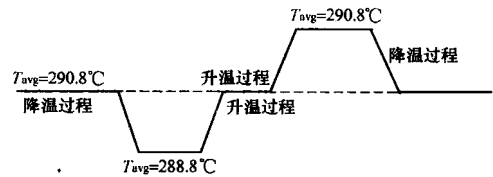


图 4.1-127 堆芯冷却剂平均温度的升、降过程示意图

10.14.5 数据处理

(1) 等温温度系数实测值的计算。测量结束后在X-Y记录仪记录纸上记录有一组或多组 $\rho=f(T_{\text{avg}})$ 曲线,在这些曲线中标出线段,求出每个线性段的斜率 $(\Delta\rho/\Delta T_{\text{avg}})$ 。

对于每一组升温 and 降温曲线,有

$$\alpha_{\text{iso}}^i = \frac{\Delta\rho}{\Delta T_{\text{avg}}} \quad (4.1-96)$$

i 从1到 n , n 是升温 and 降温总次数

试验棒位和硼浓度下的等温温度系数由下式求出:

$$\alpha_{\text{iso}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\Delta\rho/\Delta T_{\text{avg}})_i = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \alpha_{\text{iso}}^i \quad (4.1-97)$$

(2) 等温温度系数实测值的修正计算。试验时,堆芯的初始状态与设计给出的标准状态有一些偏离,需要对测量值用理论修正公式进行修正。其修正公式如下:

$$\alpha_{\text{iso}}^{\text{act}} = \alpha_{\text{iso}}^{\text{ref}} + \Delta\alpha_T(\Delta T) + \Delta\alpha_{\text{CB}} \frac{\text{CB}^{\text{ref}} - \text{CB}^{\text{act}}}{100\text{ppm}} + \Delta\alpha_{\text{rod}} \quad (4.1-98)$$

式中: $\alpha_{\text{iso}}^{\text{act}}$ 为实际测量状态的等温温度系数; $\alpha_{\text{iso}}^{\text{ref}}$ 为参考状态的等温温度系数计算值; CB^{ref} 、 CB^{act} 为参考状态和实际测量状态的堆芯硼浓度值; $\Delta\alpha_T$ 为慢化剂温度偏离参考值引入的修正量; $\Delta\alpha_{\text{CB}}$ 为堆芯硼浓度偏离引入的修正量; $\Delta\alpha_{\text{rod}}$ 为由于控制棒偏离参考值引入的修正量。

多普勒温度系数因变化很小,一般不需要修正。

表4.1-60列的是DCB棒组均在5步,A棒部分插入堆芯时,等温温度系数实测值和修正的等温温度系数。

表 4.1-60

DCB棒组均在5步时等温温度系数测量

参数	硼浓度	初始棒位	终止棒位	平均棒位	始温	终温	平均温度	实测值	硼浓度修正	棒位修正	温度修正	A=225步时的等温温度系数
降温	946	196	188	192	290	288.5	289.45	-26.30	-0.146	0.05	0.48	-26.68
升温	957	181	191	186	289	290.7	289.75	-27.35	-0.146	0.05	0.37	-27.63

续表

参数	硼浓度	初始棒位	终止棒位	平均棒位	始温	终温	平均温度	实测值	硼浓度修正	棒位修正	温度修正	A=225步时的等温温度系数
升温	958	194	221	208	291	292.6	291.6	-28.05	-0.146	0.06	-0.33	-27.62
降温	960	216	192	204	292	290.6	291.3	-28.22	-0.146	0.06	-0.21	-27.92
平均	955											-27.46
DCB棒组均在5步时等温温度系数理论值												-29.14

(3) 当慢化剂温度系数为正时, 控制棒抽出限值的确定。当慢化剂温度系数为正时, 需要限制控制棒抽出限值。当同时满足下列条件时:

$$Pr \leq 12\alpha_{mod}^{rod} \quad (4.1-99)$$

且

$$BU \leq 1400\alpha_{mod}^{rod} \quad (4.1-100)$$

控制棒 D 抽出限值计算公式如下:

$$EL = 225 - 70 * (1 - Pr) * \alpha_{mod}^{rod} \quad (4.1-101)$$

式中: EL 为控制棒 D 抽出限值; α_{mod}^{rod} 为 ARO 时的慢化剂温度系数测量值; Pr 为反应堆相对功率 (%FP); BU 为堆芯损耗 (MWd/TU)。

在 ARO 状态时, $\alpha_{mod}^{ARO} = 1.25\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ 。则在同时满足 $Pr \leq 15\%\text{FP}$, 且 $BU \leq 1750 \text{ (MWd/TU)}$ 条件时, 要求控制棒 D 有提升极限:

$$EL = 225 - 87.5 * (1 - Pr) \quad (4.1-102)$$

图 4.1-128 是控制棒 D 提升限值与 P_r 关系图。

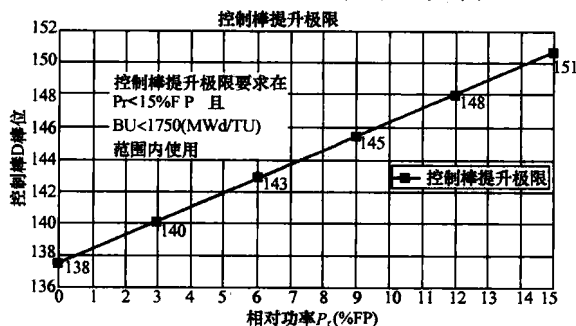


图 4.1-128 控制棒 D 提升限值与 P_r 关系图

10.14.6 验收准则

(1) 对于在某一棒位下, 试验测量值与理论计算值之间的偏差应满足如下关系式:

$$|\alpha_{mod}(\text{测量}) - \alpha_{mod}(\text{理论})| \leq 5.4\text{pcm}/^{\circ}\text{C} \quad (4.1-103)$$

表 4.1-61 给出不同状态的试验结果, 试验值与理论值比较都符合验收准则的要求。

表 4.1-61 零功率性能试验等温温度系数测量结果

棒位	等温温度系数 (试验值) (pcm/ $^{\circ}\text{C}$)	慢化剂温度系数 (试验值) (pcm/ $^{\circ}\text{C}$)	慢化剂温度系数 (理论值) (pcm/ $^{\circ}\text{C}$)	燃料多普勒 温度系数 (理论值) (pcm/ $^{\circ}\text{C}$)
ARO	-1.977	1.253	0.28	-3.23
Din	-6.29	-3.01	-3.06	-3.28
DCin	-13.84	-10.51	-9.16	-3.33
DCBin	-27.46	-23.54	-25.22	-3.92
DCBAin	-34.53	-31.04	-30.76	-3.49

说明: 上表列的试验值已按设计要求进行修正。

(2) 如果 α_{iso} (降温) 与 α_{iso} (升温) 之间的偏差小于 $2\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$, 试验结果可以接受, 否则重复试验直到偏差小于 $2\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ 。

10.15 氙振荡试验

通量较高 [$>10^{13}$ 中子/($\text{cm}^2 \cdot \text{s}$)] 的大型动力堆, 在总功率不变的情况下, 氙毒在堆内不均匀分布, 甚至发生在不同区域间振荡, 同时, 反应堆内功率密度也在不同区域间发生振荡, 这种振荡不利于堆的安全运行。反应堆物理设计要求, 核电厂反应堆的轴向氙振荡是收敛的或可通过 D 组控制棒进行抑制的。本试验的目的是手动移动 D 组控制棒强制性引发轴向氙振荡, 并测定其特性以验证反应堆物理设计。

10.15.1 测量仪器和专用试验设备

- (1) RPN 功率量程通道核测系统。
- (2) RPDM (反应堆功率分布监视系统)。
- (3) KIT 集中数据处理计算机系统。
- (4) RIC (反应堆堆内功率测量系统)。
- (5) 一台多笔记录仪记录: ① 核功率信号 (Pr); ② 一回路平均温度 (T_{avg}); ③ 轴向功率偏差 ($\Delta\Phi$)。

10.15.2 试验条件

- 1) 在 70%FP 功率水平, 并达到氙平衡状态。一回路平均温度稳定;
- 2) 稳压器与一回路系统的硼浓度之差小于 20ppm;
- 3) 一回路压力控制在 $155 \pm 2 \text{ bar}$ 稳定运行, 并维持在 $\pm 1 \text{ bar}$ 变化范围内;
- 4) 在硼化或稀释开始时, 应投入两个下泄孔板和稳压器的备用加热器;
- 5) 控制棒控制方式处于手动位置;
- 6) D 组控制棒插在 193 步 (全程为 225 步), 其余棒组 A、B、C 处于全提出位置;
- 7) 轴向中子通量偏差 $\Delta\Phi$ 稳定在目标范围内。

10.15.3 试验步骤

- (1) 在初始状态下做如下测量:
 - 1) 用 RIC 做一个 FM (Full Map) 堆内测量。
 - 2) 用 RPN 系统做堆外测量, 由 KIT 计算机系统或人工记录如下参数: ① 堆芯状态参数; ② 功率量程通道 (PRC₁、PRC₂、PRC₃、PRC₄) 核测仪表读数。
- (2) 用 3h 左右时间边调硼 (硼稀释速率约为 5ppm/h), 边插入 D 组棒, 使功率保持在 70%FP, D 组棒从 193 步逐段下插, 直到约 108 步, 其间每插入 10 步做如下测量:
 - 1) 用 RIC 做一个 PM (Partial Map) 堆内测量 (在轴向偏移变化缓慢处可进行全通量图 Full Map 测量)。
 - 2) 用堆内热电偶做堆内温度分布测量。
 - 3) 用 RPN 系统做堆外测量, 由 KIT 计算机系统或人

手记录如下参数：①堆芯状态参数；②功率量程通道（PRC₁、PRC₂、PRC₃、PRC₄）核测仪表读数。

(3) D组棒插到约108步，在此棒位停留约1~2h。然后，一边调硼（硼化），一边逐段提升D组棒，保持反应堆功率不变，用4h左右将D组棒提到初始棒位193步，以引发轴向氙振荡。

(4) 在功率和棒位不变的条件下，每隔1~2h左右，进行与以上同样的测量和记录，直到轴向偏移（AO）的第二个峰值出现。

在试验过程中，如出现异常现象，应暂停试验，查明原因，待判断其无安全问题后，方可继续进行试验。

10.15.4 数据处理

从堆内功率分布测量（FM图或PM图），经IN-CORE程序处理获得堆内测量轴向偏移（AO_m）。另外堆外功率量程通道（PRC₁、PRC₂、PRC₃、PRC₄）测得 I_k^i （上部电离室电流）和 I_k^b （下部电离室电流），利用：

$$(AO_{ex})_k = (I_k^i - I_k^b) \div (I_k^i + I_k^b) \quad (k = 1, 2, 3, 4)$$

可分别求得从 PRC₁、PRC₂、PRC₃、PRC₄ 测出的 $(AO_{ex})_k$ 。再用 AO_m 对 $(AO_{ex})_k$ 做最小二乘方线性拟合，根据拟合结果便可获得四个功率量程通道分别给出的反应堆 AO_k。最后对四个值求平均即得所要的 AO：

$$AO = (\sum AO_k) \div 4$$

将 AO 随时间变化作图，轴向 AO (t) 可由下式表示：

$$AO = Ae^{Bt} \cos(2\pi t/T) + C \quad (4.1-104)$$

由此式对 AO 随时间变化曲线拟合即可求得下列各值：振荡周期 (T)；振幅 (A)；振荡中心 (C)；稳定性指数 (B)。

10.15.5 试验结果

AO 随时间变化的试验，从图 4.1-129 可得半个周期（从波峰到波谷的时间 T/2）约为 16 小时，即一个振荡周期 T=32h；振荡中心 C 为 -6.20%；振幅 A=15.2%；稳定性指数 B=-0.030 0Hr⁻¹。

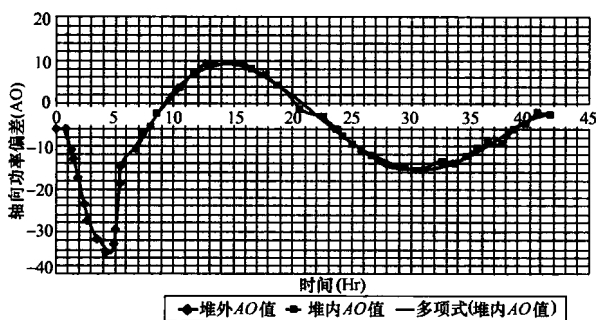


图 4.1-129 氙振荡试验曲线

试验值与理论预期值对比见表 4.1-62；

表 4.1-62 试验值与理论预期值对比

对比	振荡周期 T (H)	振荡中心 C (%)	振幅 A ₁ (%)	稳定性指数 B (Hr ⁻¹)
理论预期值	32	-6.04	22.74	-0.033 2
试验值	32	-6.2	15.2	-0.030 0

试验结果说明：核反应堆轴向氙致功率振荡（即 AO 随时间变化）是收敛的。

10.16 蒸汽发生器设计裕度试验

10.16.1 试验原理

蒸汽发生器设计裕度试验原理是在热平衡的基础上进行的。试验时，假设蒸汽发生器大约有 10% 的传热管发生堵管，污垢因子不变（即取无堵管的污垢因子），此时蒸汽发生器的传热面积减少，而引起蒸汽发生器出口的蒸汽压力也跟着下降。根据试验得到的蒸汽发生器出口蒸汽压力和有关热工参数与设计预见值进行比较，来确定蒸汽发生器的设计裕度，并提供蒸汽发生器在堵管条件下的热输出能力。

10.16.2 试验仪器

为了监督试验过程中的热工参数和运行参数变化，用一台四笔记录仪和笔记本电脑记录 T_{avg} 、 T_{ref} 、 ΔT 和 PRN 讯号，同时监视 KIT 系统所显示的有关试验参数，以便控制试验的进程。试验要求核电厂计算机系统（KIT）、蒸汽发生器热功率测量系统（KME）、蒸汽压力传感器、给水压力传感器、给水流量传感器及一回路的平均温度和流量测量仪器正常。

10.16.3 试验方法

试验时，核电厂已在 100% FP 功率水平上稳定运行 24h，汽机处于压力控制模式，SG 水位控制投入自动，排污切除，稳压器的压力和水位投入自动控制，所有再热器投入运行，而旁路管线隔离。

改变反应堆冷却剂平均温度的方法有两种：一个是调硼法，另一个是调棒法。采用插棒法时，试验前就必须将 C22、C21 闭锁，然后将 D 棒组选择开关由“自动”挡改变为“手动”挡；检查稳压器水位和压力变化，如需要可将稳压器压力控制由“自动”改为“手动”控制。条件满足后，手动插 D 棒组。插棒过程中应密切注意 T_{avg} 的变化。当蒸汽发生器的母管压力由初始压力降到 6.46MPa 时，停止插棒。检验蒸汽压力和核电厂的功率变化，并按试验要求记录参数。稳定 10min，进行热平衡试验。

试验结束，手动将 D 棒组恢复至初始棒位，功率稳定后 D 棒组由“手动”改至为“自动”。

10.16.4 试验结果

详见表 4.1-63。

表 4.1-63 蒸汽发生器设计裕度测量试验结果

内 容	单位	SG ₁			SG ₂		
		试验前	试验后	推算	试验前	试验后	推算
电功率	MW	669.9	669.6	—	669.9	669.6	—
NSSS 功率	MW	973.39	970.28	—	968.83	957.51	—
蒸汽发生器出口压力 p_s	MPa	6.90	6.68	6.61	6.87	6.67	6.61
环路平均温度 T_{avg}	℃	309.4	307.6	—	309.4	307.7	—
环路冷端温度 T_c	℃	292.9	291.2	—	292.5	290.8	—
环路热端温度 T_h	℃	326.3	324.5	—	326.2	324.5	—
ΔT_{avg}	℃	—	-1.8	—	—	-1.7	—
Δp_s	MPa	—	-0.22	-0.29	—	-0.20	-0.26
堵管率	%	—	9.6	12.6	—	8.7	11.3

10.16.5 试验计算

在进行蒸汽发生器设计裕度试验前必须先做以下几个估算。

10.16.5.1 SG出口压力的估算

SG出口的压力 p_s 是从蒸汽发生器管道测得的压力 p_{vp} , 通过动态压力 p_d 、SG出口和传感器之间的压力损失 Δp 及蒸汽压力传感器和管道中心线的偏差 Δz 修正 p_t 得到, 即

$$p_s = p_{vp} + p_d + p_z + \Delta p \quad (4.1-105)$$

$$p_d = \frac{1}{2} \rho v^2 = \frac{1}{2} \left[\frac{4}{\pi D^2} \right]^2 \frac{Q^2}{\rho} \quad (4.1-106)$$

$$p_z = \rho' g \Delta z \quad (4.1-107)$$

$$\Delta p = \lambda \frac{8 L Q^2}{\pi \rho^2 D^5} \quad (4.1-108)$$

式中: Q 为蒸汽质量流量, kg/m ; ρ 为蒸汽密度; D 为蒸汽管道直径; ρ' 为引压管内水密度; λ 为摩阻系数; L 为 SG 出口至压力变送器接口处的长度, m ; p_s 为 SG 压力。

试验前必须知道核电厂在 100%FP 运行时, p_{vp} 的压力值, 同时应清楚 p_d 、 p_z 和 Δp 这三个修正的值, 这样才能估算一回路平均温度的变化量 (ΔT_{avg})。

10.16.5.2 一回路平均温度降低值的估算

计算一回路平均温度降低值时, 必须假设蒸汽发生器堵管率为 10%、污垢因子不变。估算方法为数值法, 即

$$L_{\text{MDT}} = \frac{T_{\text{hot}} - T_{\text{cold}}}{\ln \frac{T_{\text{hot}} - T_{\text{sat}}}{T_{\text{cold}} - T_{\text{sat}}}} \quad (4.1-109)$$

$$UA = \frac{W}{L_{\text{MDT}}} \quad (4.1-110)$$

式中: T_{sat} 为蒸汽发生器 U 型弯头上的蒸汽饱和温度; A 为传热面积; U 为传热系数; T_{hot} 为主系统热段温度; T_{cold} 为主系统冷段温度。

当蒸汽发生器发生 10% 堵管时, 传热面积为 $A' = 0.9A$ 。考虑一次侧和二次侧的传热面积变化, 即传热系数变化为 U'

$$L'_{\text{MDT}} = W/U'A' \quad (4.1-111)$$

另外, 假设主系统体积流量为常数, 按下条件就能找出蒸汽发生器发生 10% 堵管时的 T'_{hot} 和 T'_{cold} :

$$Q_M = Q_{V01} \times \rho(T'_{\text{cold}}) \quad (4.1-112)$$

$$W = Q_M [h(T'_{\text{hot}}) - h(T'_{\text{cold}})] / 3600 \quad (4.1-113)$$

$$L_{\text{MTD}} [T'_{\text{hot}}, T'_{\text{cold}}, T'_{\text{sat}}] = L'_{\text{MTD}} \quad (4.1-114)$$

式中: h 为焓; Q_M 为主系统的流量, kg/h 。

这样, 由 T'_{hot} 、 T'_{cold} 能计算出 T'_{avg}

$$T'_{\text{avg}} = \frac{1}{2} (T'_{\text{hot}} + T'_{\text{cold}}) \quad (4.1-115)$$

模拟 10% 堵管, 一回路平均温度的降低量 ΔT_{avg} 如下:

$$\Delta T_{\text{avg}} = T_{\text{avg}} - T'_{\text{avg}} \quad (4.1-116)$$

10.16.5.3 硼化量的计算

如果采用调硼法改变一回路平均温度时, 就必须根据一回路平均温度变化量来估算硼浓度的变化量 ΔC_B , 计算方法:

$$\Delta C_B = \alpha_m \times \Delta T_{\text{avg}} / \Delta \rho / \Delta C_B \quad (4.1-117)$$

式中: ΔC_B 为硼浓度变化量; α_m 为慢化剂温度系数; $\Delta \rho$

ΔC_B 为硼的微分价值; ΔT_{avg} 为要求的反应堆冷却剂平均温度变化量。

硼化量:

$$V = V_0 L_n \frac{C_{\text{REA}} - C_B}{C_{\text{REA}} - (C_B + \Delta C_B)} \quad (4.1-118)$$

式中: V 为硼化量; V_0 为一回路的水容积; C_{REA} 为硼酸箱的硼浓度; C_B 为硼化前的一回路硼浓度。

11 机组重要瞬态及分析

11.1 反应堆紧急停堆试验

核电厂在正常运行状态下, 电厂主要参数在一定的运行限值范围内变化, 当这些参数的变化超出运行安全限值, 并有可能危及核电厂安全时, 反应堆保护系统实现紧急停堆。产生紧急停堆保护的主要参数包括: 堆芯中子通量、蒸汽发生器水位及压力、稳压器压力水位、反应堆冷却剂流量等。这些参数信息从过程仪表系统 (SIP) 和核仪表系统 (SIN) 送到反应堆保护系统, 经逻辑运算后把控制信号送到堆堆断路器及电厂其他系统, 实现核电厂保护。

11.1.1 试验目的

反应堆停堆试验目的是验证因某种原因引起反应堆紧急停堆时, 核电厂控制系统能使机组安全过渡到热停堆状态, 而专设安全设施不动作。

通过反应堆紧急停堆后电厂各主要参数的变化及结果分析是否满足运行准则的要求, 可以对电厂各主要控制系统的综合响应能力做出一个总体的评价。

1) GCT 冷凝器一、二组排放阀开启, 停堆后二回路压力瞬态未引起主蒸汽安全阀动作。反应堆冷却剂平均温度控制符合设计要求。

2) 一回路压力未达到稳压器安全阀开启定值和一回路水位并没有不可控下降引起下泄管线隔离。

3) 主给水部分隔离及小流量调节阀极化运行不会引起辅助给水系统 (ASG) 不必要的启动, 蒸汽发生器水位控制系统维持蒸发器水位在给定水位。

4) 汽轮机停机, 发电机出口断路器跳闸, 电厂由外电网供电。

5) 所有控制棒插入, 中子通量快速下降。

6) 安注系统不动作。

11.1.2 试验条件

(1) 以下的控制系统能正常运行, 在“自动”控制状态:

- 1) 控制棒控制系统。
- 2) 稳压器压力控制系统。
- 3) 稳压器水位控制系统。
- 4) 蒸汽发生器水位控制系统。
- 5) 汽轮机旁通阀控制系统 (“ T_{avg} 控制”模式)。
- 6) 主蒸汽大气释放阀。
- 7) 主给水泵转速控制系统。
- 8) 汽水分离加热器控制系统等。

(2) 发电机输出功率为 50%、100% 工况下, 连续稳定运行。

(3) 确保为使核电厂保持在热态停止状态所需的硼化。

(4) 汽轮机在负荷限制状态下运行, 发电机电压自动调节装置 (AVR) 在使用“位置”。

(5) 应急柴油发电机处在自动待机状态。

(6) 辅助给水泵处在自动待机状态, 水箱的水位满足要求。

(7) 在数据采集装置上, 根据参数的功能已对试验参数进行分组。

11.1.3 紧急停堆试验的实施

50%功率水平下的紧急停堆试验, 电厂各主要参数〔稳压器压力/水位、平均温度 T_{avg} 、蒸汽发生器 (SG) 压力/水位、中子通量水平、给水流量、蒸汽流量〕的变化趋势示意图 4.1-130~图 4.1-135。各主要参数的相互关联见图 4.1-136。紧急停堆事件发生后各电厂主要参数的峰/谷值出现的时间见表 4.1-64。

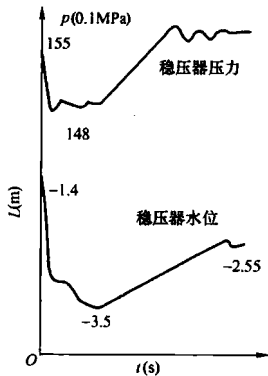


图 4.1-130 稳压器压力、水位变化

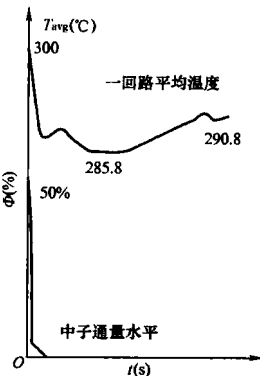


图 4.1-131 一回路平均温度、中子通量水平变化

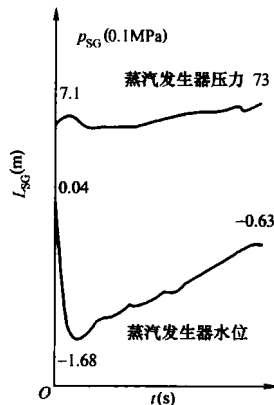


图 4.1-132 蒸汽发生器压力、水位变化

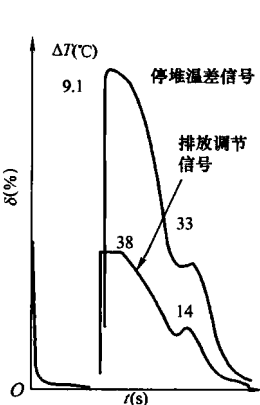


图 4.1-133 停堆温差信号、排放调节信号变化

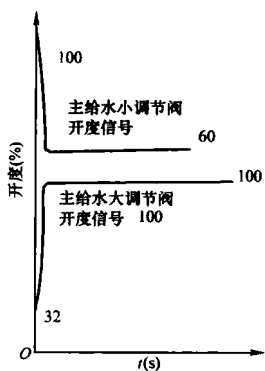


图 4.1-134 主给水大小调节阀开度信号变化

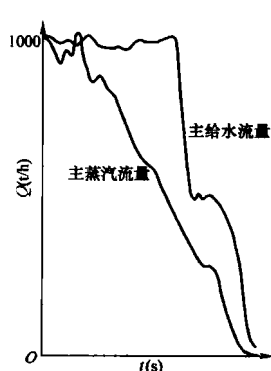


图 4.1-135 主蒸汽、主给水流量变化

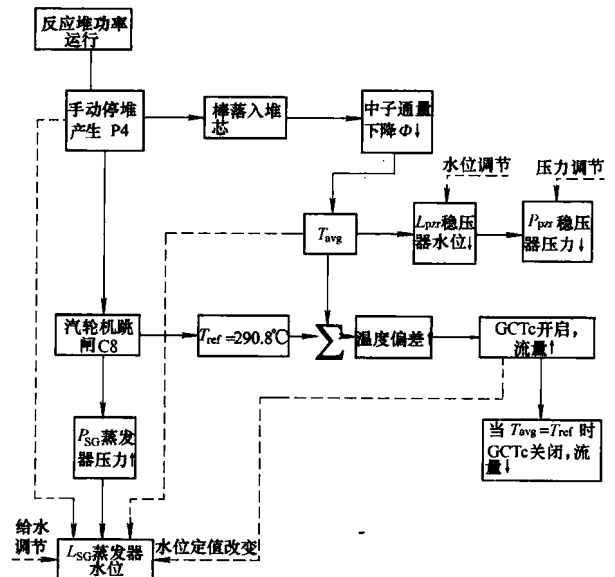


图 4.1-136 各主要参数的相互关联图

表 4.1-64 紧急停堆事件发生后各电厂主要参数的峰/谷值出现的时间

关注的参数或事件	50%功率试验	100%功率试验	备注
环路1温度响应时间	6.03s	5.3s	考虑稳压器的影响
环路2温度响应时间	5.03s	4.0s	
P4和 $T_{avg} < 295.4^{\circ}\text{C}$ 同时触发的时间	9.1s	19.1s	
主给水调节阀快关的时间	2.4s	2.4s	$< 5\text{s}$
SG压力峰值(MPa)	7.1 (10s)	7.3 (15s)	< 8.3
稳压器压力谷值(MPa)	14.8 (25s)	13.7 (38s)	< 16.6
稳压器水位谷值	-2.8m (25s)	-2.6m (38s)	在平均温度回升前最低到-3.5m
平均温度最低值	285.8 $^{\circ}\text{C}$ (280s)	287.5 $^{\circ}\text{C}$ (900s)	

11.1.4 试验分析

11.1.4.1 紧急停堆后功率变化

试验开始时, 通过操纵员在主控室按下紧急停堆按钮, 实施紧急停堆, 所有控制棒插入, 汽轮机的蒸汽门和调节汽门关闭, 汽轮机解列, 电功率迅速降至零。

在停堆过程中, 堆功率为核裂变瞬时释放的能量, 以及裂变碎片和中子俘获产物中进行衰变时放出的 β 、 γ 射线能量。

在停堆几分钟后, 中子引起的裂变瞬发功率已经衰减到很小的数值, 堆芯中放射性产物衰变发热是堆内主要的热源, 放射性产物衰变功率的大小主要取决于两个主要因素: 停堆前堆功率水平和堆在各功率水平下运行的持续时间。反应堆的能量在停堆后由GCT导出 (详见图 4.1-131)。

11.1.4.2 停堆后GCT的动作

当紧急停堆时, C7A, C7B出现, ΔT 大于GCT-C第一、二组的设定值, 故第一、第二组阀门迅速开启, 第三组阀门由于存在紧急停堆信号闭锁不会开启, 随着堆功率下降, GCT阀门开度变小, 实现对一回路温度的调节 (见图 4.1-133)。

11.1.4.3 紧急停堆后一回路平均温度变化

停机前汽轮机控制模式为自动负荷控制模式, 信号出现

时,一回路平均温度参考值由汽轮机调节系统的冲动级压力计算得来,当紧急停堆后,主汽门关闭,冲动级压力快速下降,但由于汽轮机高压缸卸压过程的时间响应,冲动级压力下降由快变缓,最终一回路参考温度达到热态设定值(见图4.1-131)。

在停堆过程中,一回路的平均温度控制是通过控制汽轮机旁路系统 GCT 阀门的开度来实现的,紧急停堆后,GCT-C第一、二组阀门快速打开,平均温度下降。由 GCT-C 第一组中的阀门调节一回路温度使之缓慢地上升,最后一回路的平均温度达到其热零功率温度设定值。

11.1.4.4 紧急停堆后稳压器水位的变化

稳压器水位控制系统是为了维持稳压器水位在设定值上。稳压器的水位设定值是由一回路最大平均温度计算得到的。当稳压器水位测量值与参数值之间有差值时,稳压器水位控制器通过改变上充流量来响应 Pr 水位的变化。

在紧急停堆后,RCP 最大平均温度迅速下降,稳压器的水位下降,造成稳压器水位测量值与设定值之差大于零,上充流量变化,最终建立新的平衡(见图4.1-130)。

11.1.4.5 紧急停堆后稳压器压力的变化

稳压器压力控制系统是为了保证一回路的压力在运行过程中稳定在它的设定值上,它通过稳压器电加热器、喷淋阀、卸压阀来实现对一回路压力的控制。

当反应堆停堆后,因冷却剂平均变化引起稳压器水位的变化使稳压器压力变化,可由比例电加热器的快速投入来稳定压力。最终一回路压力回升至初始设定值(见图4.1-130)。

11.1.4.6 蒸汽发生器水位在紧急停堆后的变化

蒸汽发生器水位控制的目的是为了维持蒸汽发生器二次侧水位在它的设定值上。蒸汽发生器水位调节是通过调节给水流量来实现的;由给水泵的转速调节来保证给水调节阀前后的差压恒定,从而保证了在调节阀的工作带内阀门开度与给水流量的线性关系,最终由调节阀的开度变化来实现给水流量的调节。

紧急停堆时,汽轮机停机,主汽门迅速关闭,蒸汽发生器内蒸汽压力上升,二次侧被压缩,蒸汽发生器测量水位瞬时迅速下降,但随后 GCT-C 第一、二组阀门打开,蒸汽压力下降,然后由 GCT 控制,压力慢慢回升,压力的减小使得蒸汽发生器内汽水混合物膨胀,水位得到回升,最终蒸汽发生器的水位会瞬间下降到一个较低值后,然后回升至零功率时的水位设定值(见图4.1-132)。

11.2 汽轮机跳闸反应堆不停堆试验

汽轮机脱扣反应堆不停堆试验,是综合性的瞬态试验。试验目的是检验在电厂负荷的大瞬态过程中,电厂控制系统维持和恢复主要参数在它们正常运行范围内的能力。

试验在 100%FP 稳态工况下进行,主要控制系统投入自动控制方式。

汽机跳闸后,反应堆不停堆,并且核功率维持在最终功率整定值 20%FP 左右,且满足以下准则:

1) 在没有手动干预的情况下,反应堆保护系统未触发,并且主要参数(冷却剂平均温度 T_{avg} 、一/二回路压力 p 、堆功率 p_{th} 、稳压器水位 L_{PZR} 、蒸汽发生器水位 L_{SG} 等)稳定在正常运行范围内。

2) 不触发稳压器安全阀动作。

3) 不触发主蒸汽安全阀动作。

4) 反应堆冷却剂平均温度稳定在控制死区内, ΔT 在

(-0.83, +0.83) 内,控制棒棒位基本稳定。

5) 蒸汽旁路排放(GCT-C)处于温度模式下,蒸汽排放到冷凝器且开启的阀不处于开闭振荡状态。

6) 不触发安注保护动作。

11.2.1 试验介绍

试验实施过程可分为:试验准备,试验实施和监控,试验数据收集、分析和试验结果评价。

(1) 试验准备主要是试验的组织管理和试验技术条件检查。

1) 确定试验方案,并对控制和保护系统可能的响应进行分析,合理安排人员对主要设备和控制参数进行监控。

2) 确认机组 100% 功率运行并建立氦平衡,且主要参数稳定。本试验初始工况的主要参数有:反应堆功率 98.3%;电功率 100%;主调节棒棒位 185 步;一回路平均温度 310℃;一回路压力 15.4MPa;稳压器水位 +0.1m;主蒸汽压力 6.69MPa;蒸汽发生器水位 +0.06m;主给水量(单台蒸汽发生器) 1910t/h;主蒸汽流量(单台蒸汽发生器) 1850t/h;旁排阀开度 0,等。

3) 瞬态试验是检验每个控制系统对运行瞬态响应能力的重要方式,因此试验前必须保证主要控制系统,包括稳压器水位/压力控制、反应堆功率调节系统、蒸汽发生器水位控制、蒸汽旁路排放系统(GCT-A/C)、汽机 DEH/RTC 控制、发电机自动励磁系统 AVR 等处于自动模式运行。

4) 其他准备,包括确认应急柴油机热备用工况、蒸汽旁路排放系统可用性检查等。

5) 如果条件允许,可以在模拟机上实施试验,作为实际机组上试验的参考。

(2) 试验实施和监控。

试验采用在主控室手动汽轮机脱扣。按照电厂设计要求,汽机停机后反应堆维持在 20%FP(最终功率整定值)的功率水平稳定运行,反应堆产生的热量通过蒸汽旁路排放系统带走。所以在试验实施和监控过程中,必须验证控制系统动作正常,并监视主要参数和保护定值间的裕量,以便即时进行手动干预。汽机停机后,试验和运行人员主要应检查和确认下列现象是否满足试验要求:

1) 反应堆冷却剂平均温度上升,控制棒自动下插,反应堆功率快速下降,直至最终功率整定值 20%FP。

2) 主蒸汽压力上升;汽轮机旁路排放阀(GCT-C 温度模式)迅速开启,排出反应堆多余热量,使一回路平均温度和主蒸汽压力最终稳定在相应功率水平下的值,确认大气释放阀、主蒸汽安全阀不动作。

3) 稳压器压力、水位上升,稳压器喷淋阀开启,最终稳定在运行区域。瞬态过程不触发稳压器压力或水位停堆保护动作,稳压器安全阀不动作。

4) 汽轮机停机后,转速逐渐下降,运行人员必须按照相关运行规程对汽轮机及其辅助系统进行检查。特别是要严格监视汽轮机的轴承振动、温度及差胀等参数,并采取措施防止设备损坏。

5) 其他控制系统,如蒸汽发生器水位控制系统,除氧器水位控制系统等,相应参数控制在运行范围内。

(3) 试验参数由核电厂计算机系统在线记录。

11.2.2 汽轮机事故停机

触发汽轮机保护停机的信号有四类:

1) 汽轮机及其辅助系统参数异常。包括汽轮机进汽截止阀关闭、机械/电气超速、润滑油/EH 油压力低、凝汽器真空低、轴振动大、差胀大等停机信号。

2) 反应堆保护信号, 主要有停堆、安注、蒸汽发生器高水位、ATWT 等信号。

3) 发电机变压器组保护信号, 是指由主变压器保护, 发电机跳闸信号或发电机过频、低频、低电压、失励磁等触发的停机保护。

4) 就地或遥控的手动停机信号。

在事故分析中, 汽轮机停机事故列为第Ⅱ类工况, 即中等频率事件。其限制准则是 $DNBR > 1.23$ 。

自动或手动的保护停机事件中, 汽轮机进汽截止阀迅速关闭, 使流向汽轮机的蒸汽流量突然中止。事件初期, 蒸汽发生器二次侧温度、压力迅速增加, 同时一回路系统温度、压力、水位瞬时上升。

汽机脱扣时, 反应堆产生的热功率可通过以下方式份额带走:

- 1) 冷凝器的蒸汽旁路排放 (GCT-C): 85%FP。
- 2) 大气蒸汽旁路排放 (GCT-A): 15%FP。
- 3) 反应堆功率调节系统: 10%FP。
- 4) 二回路其他用户耗汽 (如 ADG 系统、CET 系统等): (3%~5%) FP。

因此, 汽轮机事故停机事件中, 只要蒸汽旁路排放系统和稳压器压力控制系统正常运行, 反应堆冷却剂温度不会显著增加, 不会直接引起反应堆停堆等保护动作。

11.2.3 汽机脱扣的事故预想

汽机脱扣后, 可能会由此产生的主要保护动作如下述。

11.2.3.1 反应堆紧急停堆

汽机脱扣试验时, 在堆功率降低到低于 30%FP (P16 信号) 之前, 如果出现凝汽器或蒸汽旁路排放 (GCT-C) 失效, 则触发反应堆紧急停堆。

凝汽器失效是指凝汽器真空低, 压力 (2/3) 大于 47kPa.g; 或旁排减温水阀开启 20s 后压力仍小于 0.68MPa.g。蒸汽旁路排放 (GCT-C) 失效是指任一个 GCTC 旁排阀隔离阀非全开, 或存在蒸汽旁路排放闭锁信号, 或用于旁排控制的 T_{avg} 和 T_{ref} 温差信号 GCT402xu1 的 $\Delta T > 1.75^\circ\text{C}$ 。因此, 要求试验期间检查监视凝汽器真空、旁排阀及其减温水阀的状态, 同时在旁排动作后注意及时复位 C7A、C7B 信号等, 防止不必要的停堆事件。

汽轮机脱扣后, 主要参数控制异常导致的停堆保护主要有: 稳压器低压 13MPa.g/高压 16.45MPa.g、高水位 (+2.31m), 蒸汽发生器高水位 +0.84m、低 -0.96m 与给水/蒸汽流量失配相符合, 低低水位 -1.32m 等参数触发的紧急停堆。因此要求试验过程中, 密切监视这些主要参数的变化趋势和自动控制过程, 必要的情况下进行手动干预。

11.2.3.2 失去主厂外电源

汽轮机脱扣触发发电机组出口断路器跳闸信号, 如果出现发电机出口断路器拒动或发出非全相信号, 为防止电网故障, 或断路器无法断开使汽轮发电机组变成电动机运行而损害汽轮机等设备, 这时保护系统发出信号跳开发电机出口断路器的上游断路器, 即 500kV 进线断路器, 同时闭锁 500kV 断路器重合闸, 跳开所有 6kV 厂用电进线断路器 (LGA/B/C/D100JA) 等, 于是电厂失去主厂外电源。

11.2.3.3 安注保护

汽轮机停机信号 (C8) 触发定值器, 给出二回路的主蒸汽流量安注保护的限值 40%FFR (满负荷蒸汽流量), 如果主蒸汽流量很高 (到达此定值), 同时出现主蒸汽压力低 (3.45MPa.g) 或一回路平均温度 T_{avg} 低 (284°C), 就会触发安注动作, 考虑到这时可能出现二回路的不可控的蒸汽负

荷, 或一回路的不可控冷却, 由此引起正反应性的大量增加导致燃料元件损坏。

11.2.4 试验结果和主要参数分析

在汽机脱扣停机的瞬态过程中, 一回路的热量瞬间无法排出, 从而导致的一、二回路的主要参数发生瞬变。之后, 在相关的调节系统的作用下限制这种瞬态的继续发展, 并在调节系统的综合作用下, 主要控制参数逐渐返回到正常运行值或稳定在新状态下, 因此机组瞬态过程主要考验的是控制调节系统的综合调节能力。主要的控制参数的演变过程和简要分析, 如图 4.1-137 和图 4.1-138 所示。图中, 纵坐标为选取的主要参数; 横坐标为时间, 以汽轮机停机为零时刻 ($T_0=0\text{s}$) 参数选取仪表值。

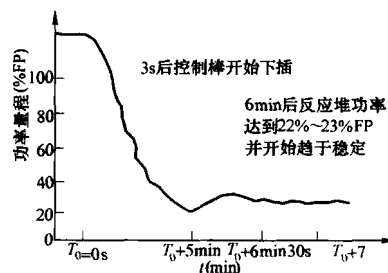


图 4.1-137 反应堆功率趋势

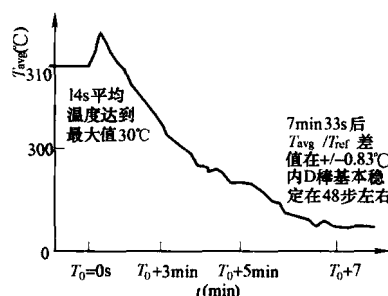


图 4.1-138 反应堆冷却剂平均温度趋势图

图 4.1-137 和图 4.1-138 分别显示反应堆功率和反应堆冷却剂平均温度在汽机停机后的变化。其中, 图 4.1-137 为反应堆功率趋势图; 图 4.1-138 为反应堆冷却剂平均温度趋势图。

汽轮机在 $T_0=0\text{s}$ 时停机后, 按照电厂设计要求, 控制回路产生最终功率整定值为 20%FP 对应的参考温度信号 $T_{ref}=294.6^\circ\text{C}$, T_{ref} 与当前反应堆冷却剂平均温度 $T_{avg}=310^\circ\text{C}$ 比较, 产生的差值为 $\Delta T=T_{avg}-T_{ref}$ 。 ΔT 一方面作用于功率/平均温度调节系统功率失配通道使控制棒快速插入堆芯; 另一方面作用于旁路排放线 GCT-C 控制。这两方面的控制目的都是降低堆芯温度。

控制棒插入堆芯, 反应堆功率迅速降低。由于堆芯降功率运行时的剩余热功率和一回路显热继续释放, 以及 T_{avg} 旁路测温的延迟效应等因素的影响, 以及 T_{avg} 的下降过程相对缓慢。

试验过程中, 停机后约 3s 控制棒开始下插。反应堆功率随控制棒的下插迅速降低, 并在停机后 6min 左右趋于稳定, 维持反应堆功率在 22%~23%FP。其中包括汽轮机脱扣产生的 20%FP 最终功率整定值, 由 GCT-C 旁路排放消耗的功率, 2%~3%FP 的功率为二回路的除氧器、轴封供汽等处的用汽引起的功率增加。

停机瞬间, 汽轮机进汽阀关闭的同时 GCT-C 排放阀延迟开启, 一回路功率无法带出, T_{avg} 在停机后 14s 达到最大值为 311°C 。反应堆功率调节系统通过插棒降低反应堆功

率,调节 T_{avg} 到目标值 $T_{\text{ref}}=294.6^{\circ}\text{C}$;同时,GCT-C的排放阀在停机后动作正常,并在6.5s/9s/45s达到100%开度,释放一回路由产生的热功率控制了 T_{avg} 。在这两方面的作用下,反应堆冷却剂平均温度在达到最高值后逐渐降低,并在停机后7min33s开始稳定在 295°C 左右。

试验期间 T_{avg} 最大值为 311°C ,远低于DNBR安全分析计算值, $T_{\text{avg,max}}\approx 328^{\circ}\text{C}$,所以从 T_{avg} 对分析DNBR的影响而言是偏安全的。

图4.1-139为GCT-C不停堆 T_{avg} 模式温差信号,旁路排放控制信号温差值 $\Delta T=T_{\text{avg}}-T_{\text{ref}}$ 。

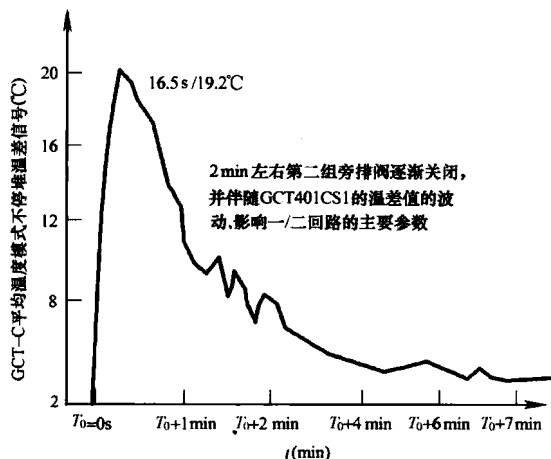


图 4.1-139 主蒸汽旁路排放 T_{avg} 模式温差信号趋势图

停机后,堆芯热量排出受阻,温差 ΔT 迅速升高,并在 16.5s 时达到最大值 19.2°C 。设计上,在温差 ΔT 分别达到 6/8.95/11.9 $^{\circ}\text{C}$ 时,分别触发 GCT-C 的第一/第二/第三组排放阀快开动作,达到快开温差定值时他们的时间限值准则分别是:2.5/2/2s,试验过程中旁排阀实际快开时间为 1.5~1.7s。

由于存在 T_{avg} 旁路测温的延迟效应等因素的影响,从停机 $T_0=0\text{s}$ 到温差 ΔT 达到最大温差值的 $T_0+16.5\text{s}$ 时间段内,约在 $T_0+8\text{s}$ 时温差值开始大于 6°C ,即达到触发第一组排放阀开启动作定值。这样,停机后 $T_0+14\text{s}$ 时反应堆冷却剂平均温度达到最大值 311°C 之后,开始快速降低(见图 4.1-139),因此由 GCT-C 动作对 T_{avg} 的影响是起到决定性的作用。

旁路排放动作后, ΔT 在 $T_0+114\text{s}$ 下降到约 8°C ,之后, GCT401CS1 的温差值 ΔT 出现波动 ($T_0+2\text{min}$ 左右),其原因是:

1) 第三组排放阀全开 45s 后开始关闭(开启总时间约 1min30s)。

2) 第二组旁排阀逐渐关闭,经过约 1.5min 波动后稳定下降,直到 $T_0+7\text{min}9\text{s}$ 后快开信号消失, GCT-C 接受调节开启信号控制,比例开启旁排阀和棒控系统一起共同维持反应堆功率在 20%FP 左右稳定运行。

图 4.1-140 为稳压器压力趋势。汽机脱扣后,二回路负荷瞬间丧失,随着 GCT-C 的逐渐开启释放反应堆热量,在此过程中由于一回路由热量不能及时排出,引起反应堆冷却剂热容量上升,同时压力迅速升高。这样, $T_0+9\text{s}$ 时达到压力峰值 15.7MPa,之后,随着控制棒和旁排阀开启,堆内热量增加趋势减缓,并随着排放流量较大的第二、第三组 GCT-C 阀门在 $T_0+20\text{s}$ 左右开启,一回路由热量大量释放,而使平均温度、压力均下降。GCT-C 第二、第三组阀在

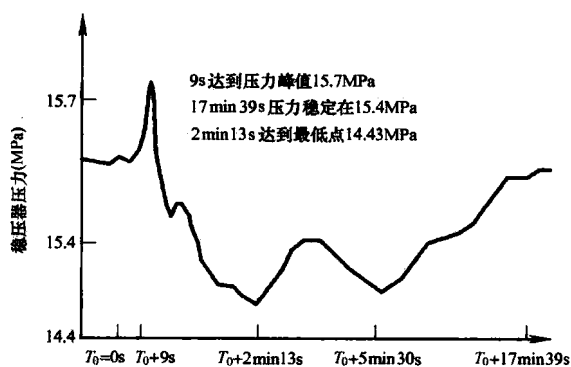


图 4.1-140 稳压器压力趋势图

$T_0+2\text{min}$ 左右开始关闭,这样在 $T_0+2\text{min}13\text{s}$ 压力达到最低点 14.43MPa 后开始回升,并在 17min39s 压力稳定在 15.4MPa。

稳压器压力正常 15.4MPa,高压/低压停堆保护定值是 13.0MPa/16.45MPa,安注动作定值 11.83MPa,试验过程中,压力参数相对于保护定值有充足的裕度,稳压器压力控制系统满足大瞬态的控制要求。

同时,在 DNBR 安全分析时采用的最小压力定值 $\geq 14.1\text{MPa}$,而试验过程中压力的最低点达到 14.43MPa 优于 DNBR 安全分析值,因此,控制系统满足设计安全要求。

图 4.1-141 是停机前后稳压器水位变化趋势图。

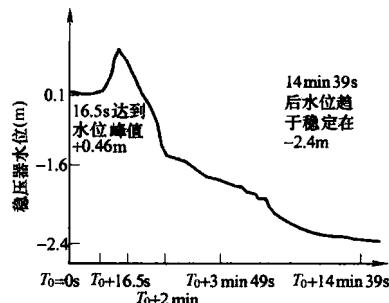


图 4.1-141 稳压器水位趋势图

停机后,反应堆热功率瞬时无能排出,一回路由平均温度随之上升,主要受冷却剂平均温度波动影响,稳压器水位在 $T_0+16.5\text{s}$ (GCT-C 排放控制信号温差此时达到最大值 19.2°C) 达到水位峰值 +0.46m,远低于稳压器水位保护停堆定值 +2.31m。

停机后随着反应堆功率调节系统和旁排 GCT-C 动作使 T_{avg} 逐渐降到 295°C 左右, T_{avg} 最大值产生稳压器水位调节的程序目标水位,水位控制系统调节稳压器水位,并在 $T_0+14\text{min}39\text{s}$ 达到正常运行值 -2.4m。

对于汽轮机停机事件,除要求运行人员严格监视汽轮机本体相关的停机运行参数外,还要重点监控二回路的蒸汽发生器的水位、压力。

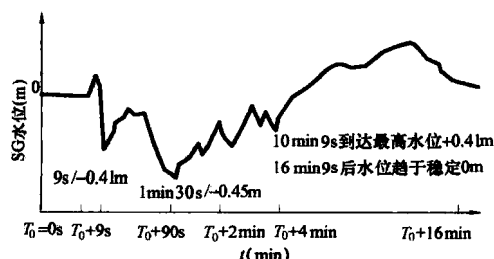


图 4.1-142 蒸汽发生器水位趋势图

机组满功率运行时,蒸汽发生器水位应维持在0m。图4.1-142记录了试验过程中蒸汽发生器水位的变化趋势。停机后, T_{avg} 和主蒸汽压力的瞬时变化分别引起蒸汽发生器的虚假水位,并在 T_0+9s 到达第一个低水位 $-0.41m$ 。

排放量较大的GCT-C第三组排放阀逐渐关闭的过程中,在 $T_0+1min30s$ 蒸汽发生器水位到达最低值 $-0.45m$;同时 T_0+2min 左右GCT-C第二组排放阀的几次开关调节动作引起水位的波动,在 $T_0+10min9s$ 到达最高水位 $+0.41m$,之后水位逐渐调节到正常水位。

蒸汽发生器水位保护定值有:低水位 $-0.96m$ 与蒸汽给水流量偏差 $775.24t/h$ 相符合,低低水位 $-1.32m$ 或高水位 $+0.84m$ 与反应堆功率大于 $10\%FP$ 相符合,分别触发停堆保护动作。

试验数据相对于保护定值有较大的裕量。并且水位在 $16min$ 后逐渐趋于稳定,表明在停机大瞬态过程中蒸汽发生器水位控制运行正常。

图4.1-143记录了主蒸汽压力的变化趋势。 $T_0=0s$ 汽机停机,在 $1.5s$ 内汽轮机进汽截止阀全部关闭,主蒸汽压力瞬时上升到 $7.15MPa$,之后因GCT-C动作压力开始快速下降。排放能力较强的第三组阀逐渐全关期间,主蒸汽压力下降到最低点 $6.54MPa$ 后开始升高。

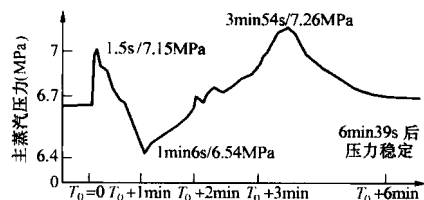


图 4.1-143 蒸汽发生器压力趋势图

主蒸汽压力在 $100\%FP$ 功率运行时约为 $6.71MPa$,大气释放阀(GCT-A)保护动作定值为 $7.85MPa/8.05MPa$;安全阀保护动作整定值分别为 $8.3MPa/8.7MPa$ 。试验过程中,主蒸汽压力最大 $7.26MPa$ 远小于大气释放阀和安全阀的开启定值,保护动作未触发;同时,压力最小值分别为 $6.54MPa$ 相对于安注保护定值 $3.45/3.0MPa$,同样有充足的裕量。

11.2.5 试验结论

在试验过程中,没有进行手动干预;试验参数达到的极值未达到保护动作触发定值,也未超过电厂安全运行的安全限值,而且主要参数,特别是用于DNBR计算的参数,均相对于安全分析使用的数值更为保守,也就是说,机组实际运行满足设计要求,对于堆芯完整性和一、二回路完整性而言,汽机脱扣事故不对其构成威胁。

同样,从试验验收准则的角度来讨论汽机脱扣试验: 100% 功率平台的汽机脱扣后,没有触发停堆或安注等保护动作;一/二回路系统安全阀以及蒸汽大气排放阀未动作;主要控制系统自动动作正常,没有出现调节机构的振荡;机组维持在要求的状态稳定运行,主要参数在较短时间内达到稳定值。因此,可以对电厂主要控制系统,对汽机事故脱扣这样的大瞬态的响应能力,给出满意的评价。

11.3 甩负荷孤岛运行试验

甩厂外全负荷试验,又称为孤岛运行试验,是核电厂调试阶段中重要的综合瞬态试验项目之一。试验目的在于验证电厂控制调节系统从 $50\%FP$ 和 $100\%FP$ 功率水平甩负荷到厂用电期间及之后,机组维持及恢复主要参数在其正常运行范围内的能力;同时对反应堆热工水力设计,一、二回路控

制系统设计是否匹配及参数优化结果的综合检查,为下一步机组安全、稳定、经济运行提供可靠保证。

11.3.1 试验介绍

此项试验的实施是建立在机组已具备综合运行能力的基础上进行的。具体包括电厂主要调节系统如反应堆功率调节系统、稳压器压力和水位控制系统、蒸发器水位控制系统(包括主给水泵转速调节系统)、主蒸汽旁路排放系统、大气释放控制系统、汽机调节系统(DEH)、发电机励磁调节系统(AVR)及其他相关调节系统,应在各功率台阶下(15% 、 30% 、 50% 、 $75\%FP$ 等)进行过稳态和瞬态试验;机组部分综合性试验如 $10\%FP$ 阶跃、 $5\%FP$ 线性变化、停机不停堆、紧急停堆、 $50\%FP$ 甩厂负荷用电等试验在相应功率台阶下成功实施;机组的保护包括保护定值、保护系统的逻辑响应及性能都经过了充分的验证(如反应堆保护系统、专设安全设施系统、稳压器安全阀、主蒸汽安全阀、汽轮机超速保护等)。

试验实施前机组初始工况要求如下:

(1) 试验前机组稳定在接近 $100\%FP$ 电功率水平下运行,主要参数见表4.1-65。

表 4.1-65 主要参数

反应堆功率	发电机功率	控制棒棒位	一回路平均温度	二回路参考温度	主蒸汽旁路开度	汽机转速/电网频率
97.72%	670.81MW	187步	309.4℃	309.83℃	-0.76%	3000(r/min)/50Hz
一回路压力	稳压器水位	蒸发器水位	主蒸汽压力	主给水流量	主蒸汽流量	发电机电压
15.84MPa	-0.088m	-0.031m	6.564MPa	1900t/h	1820t/h	20kV

(2) 电厂调节系统包括反应堆功率调节系统、稳压器压力控制系统、稳压器水位控制系统、蒸发器水位控制系统(包括主给水泵转速调节系统)、主蒸汽旁路排放系统、大气释放控制系统、汽机调节系统(DEH)、发电机励磁调节系统(AVR)及其他相关调节系统,都处于自动运行方式;汽机保护、发电机保护、反应堆保护和专设安全设施系统正常投入;应急柴油机处于热备用状态。

(3) 应提前做好试验组织管理准备工作,主要包括试验人员组织准备、与电网的试验申请及实施前的接口准备工作、试验数据的采集准备,以及甩负荷试验不成功停机、停堆、主辅变电源的切换等应急响应方面的准备工作。

试验方法是通过断开 $500kV$ 开关站5032和5033开关(见图4.1-144),使机组与外电网失去连接,由发电机自带厂用电向维持机组运行的设备供电,所带负荷约占满功率的 $6\%FP$ 。

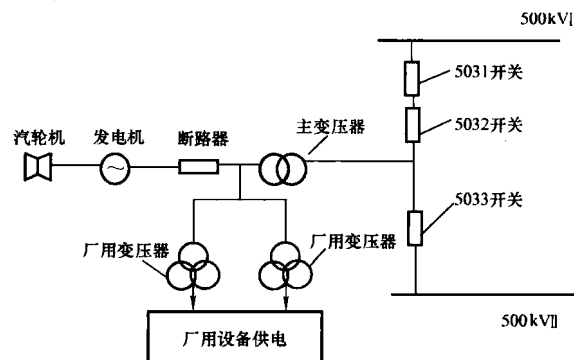


图 4.1-144 电气一次系统

在机组甩至厂用电后,运行和试验人员应确认下列现象是否满足试验验收准则要求,主要包括以下内容:

1) 反应堆冷却剂平均温度上升, 控制棒自动下插, 反应堆功率快速下降, 直至最终功率整定值 20%FP。

2) 在失去厂外负荷后, 主发电机自带厂用电, 约 6%FP。

3) 汽轮机转速上升, OPC 动作正常, 最终稳定在 3000r/min。

4) 稳压器压力、水位上升, 稳压器喷淋阀开启, 最终稳定在运行区域, 瞬态过程不触发稳压器压力或水位停堆保护动作, 稳压器安全阀不动作。

5) 主蒸汽压力上升, 汽轮机旁路排放阀动作 (温度模式), 最终稳定在相应功率水平下的蒸汽压力, 大气释放阀、主蒸汽安全阀不动作。

6) 其他控制系统, 如蒸汽发生器水位控制系统、除氧器水位控制系统、发电机励磁自动调节系统等响应正常, 相应参数控制在运行范围内。

当机组在带厂用电工况稳定一段时间后记录相关参数 (核功率、电功率、汽机转速、控制棒棒位、一回路平均温度、蒸发器水位、主蒸汽压力、稳压器水位和压力等), 同时检查系统设备运行状况, 待其稳定后再通过 5032/5033 开关重新并网, 并按计划提升功率。

11.3.2 试验过程中机组运行特点

核电机组在带负荷运行工况下, 一、二回路之间的相互关系为“堆跟机”控制方式。正常功率运行工况下, 反应堆功率随汽轮发电机组带基本负荷而保持在相应稳定的功率水平下运行; 而对于瞬态工况 (如甩负荷工况), 反应堆则必须具有一定的响应能力, 既要确保反应堆自身的安全运行, 避免不必要的反应堆保护动作, 又要为汽轮发电机组带厂用电提供匹配的热功率。

针对 100%FP 甩全厂用电瞬态工况, 汽轮发电机功率从 100%FP (670MWe) 降至 6%FP (43MWe) 过程中, 汽机负荷的变化通过汽机主调门的快速调节响应实现, 反应堆则由控制棒的调节实现功率的变化, 但在瞬间由 100%FP 功率降到与厂用电对应的核功率是困难的, 因此这些瞬间过剩的热功率必须通过主蒸汽旁路排放调节系统 (GCTC) 进行排放, 提供虚假负荷并逐渐地随着控制棒的下插使堆功率降至最终功率整定值附近, 完成瞬态响应。其他调节系统在机组甩负荷过程中, 随各相关物理量的变化而产生不同的响应变化, 这种变化既是综合的也是相互关联的。关于机组在甩负荷过程中的调节系统的响应可参见图 4.1-145。

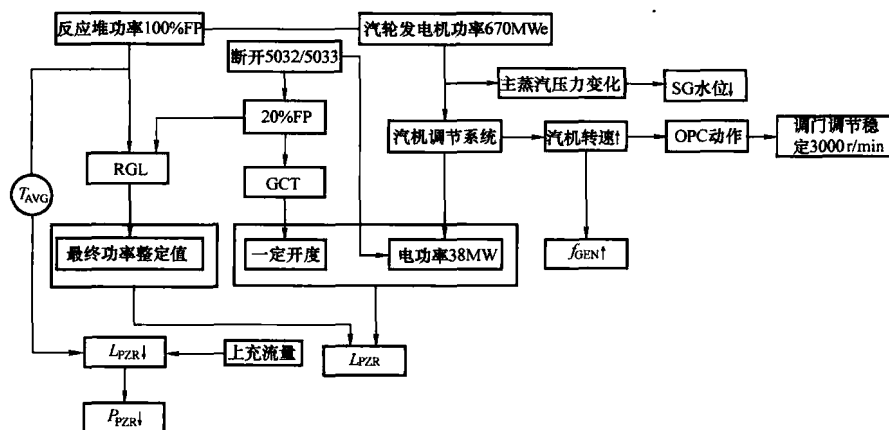


图 4.1-145 机组在甩负荷过程中的调节系统响应

由于电网故障, 迫使机组处于孤岛运行方式时, 要设法尽快联系电网恢复并网, 以避免可能的汽机跳闸而导致丧失厂内电源、停堆并转入自然循环等不利工况。

11.3.3 瞬态过程数据分析

甩负荷瞬态过程中, 许多物理参数根据其固有的物理规律发生瞬变, 但随后在其调节系统的作用下限制这种瞬态的继续发展, 并利用调节系统的综合作用使物理参数逐渐回到正常运行值或达到另一稳定工况, 因此调节系统在机组瞬态过程中发挥着极其重要的作用。现对 100%FP 甩负荷过程中一些主要物理参数的瞬态变化和调节系统作用下参数的后续变化作一分析和说明。为描述方便, 将试验开始点定为 t_0 , 试验开始后 1s 定为 t_0+1s , 以此类推。

11.3.3.1 汽轮机转速变化情况

操纵员手动断开 5032/5033 开关后, 发电机组与电网脱离, 发电机功率输出瞬间由 670MW (100%FP) 迅速降到 38MW (6%FP) 左右, 汽轮机由负荷控制转为转速控制。汽机转速在 t_0+2s 内最高上升到 3105r/min, 相当于额定转速的 103.5%, 超速的原因是由于调门关闭响应时间、汽水分离再热器 (MSR) 过剩汽量等因素, 使汽轮发电机组动力矩大于阻力矩, 从而瞬间升速; 对于汽机超速保护控制 (OPC) 来讲, 实际上在 5032/5033 开关断开后已通过负荷预测信号触发 OPC 动作使调门关闭, 以尽量减少调门响应滞后时间, 限

制升速幅度避免机械超速保护动作。 t_0+2s 之后由于调门已关闭, 进汽量减少, 转速开始下降, 在 t_0+13s 时汽机转速最低降至 2903r/min, 随后在转速调节作用下使调门重新开启, 逐渐维持汽机转速在 3000r/min 目标转速上, 在此过程中应避免两种情况引起跳机。一是超速保护, 汽机转速上升幅度取决于 OPC 动作速度, 应调整 OPC 逻辑处理单元的速度, 使 DEH 接受到失负荷预测或转速超过 103% 额定转速信号时, 尽快发出 OPC 动作命令, 防止汽机转速上升幅度达到超速停机值。二是 6kV 母线低频, 造成 6kV 母线低频的原因有两种, 一种是 OPC 命令恢复过慢, 导致汽机转速过度下降, 另一种是转速调节器的 PID 参数设置使调节系统响应速度偏慢, 这两种原因可能使汽机转速下降导致 6kV 母线低频保护动作。通过对上述参数的调整, 解决了转速调节不及时而触发汽机超速保护动作或 6kV 母线低频保护动作, 引起停机停堆和主辅电源切换工况, 在甩负荷试验过程中都曾发生过这种情况。响应曲线见图 4.1-146, 汽轮机转速变化趋势见图 4.1-147, 在 t_0+100s 内经过 4 次周期波动转速趋于稳定, 主调门开度为 7% 左右。

从以上过程可以看出, 汽轮机转速调节是试验能否成功的关键环节之一, 在发电机与电网脱离后, 既要防止汽轮机飞升到机械超速保护动作, 又要避免转速过低引发低频动作造成停堆、停机。

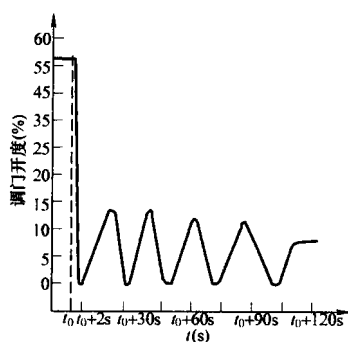


图 4.1-146 汽机主调门变化趋势

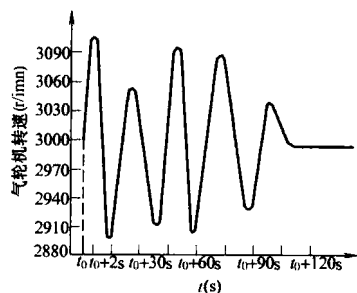


图 4.1-147 汽机转速变化趋势

11.3.3.2 反应堆功率、二回路负荷参数的变化

试验开始前反应堆功率为 97.7%FP，汽轮机进汽压力 5.58MPa，发电机功率 670MW。当 5032/5033 开关断开 t_0 时刻电功率瞬间降至 38MW；汽轮机进汽压力在 t_0+1s 内阶跃下降至 3.8MPa，这主要是 OPC 动作以防汽轮机超速使调门关闭所致。随后在汽轮机转速调节作用下调门重新开启，进汽压力又回升至 4.4MPa，经过与转速调节基本相同的过程之后，在 t_0+115s 后汽轮机进汽压力基本稳定在 3.4MPa。汽轮机进汽压力变化过程应该与汽轮机转速变化的特点一致，主要原因在于甩厂用电后汽轮机调节由负荷控制转为转速控制的缘故。

堆功率在 t_0+3s 内上升至 99.7%FP，随后在反应堆平均温度控制系统的作用下使控制棒迅速下插引入负反应性，反应堆功率迅速下降，经过 t_0+270s 堆功率基本稳定在 23.8%FP 左右，这个值与最终功率设定值 20%FP（断开 5032/5033 开关后形成的设定值）基本相近，而且也代表了二回路在当前工况下的实际负荷，这些负荷包括汽轮机带厂用电所消耗的负荷、旁排的排放量、除氧器和轴封的耗汽量等。上述参数的响应过程曲线见图 4.1-148 和图 4.1-149。

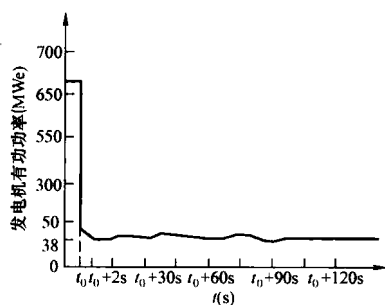


图 4.1-148 发电机有功功率变化趋势

11.3.3.3 一回路平均温度及控制棒棒位变化情况

机组功率运行工况下一回路平均温度 (T_{avg}) 代表着一回路的功率水平，它通过控制棒调节系统实现对二回路负荷

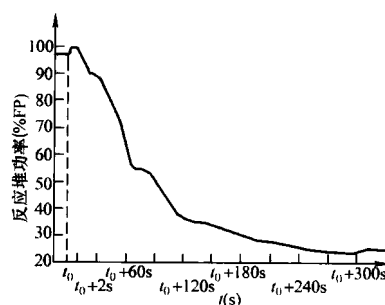


图 4.1-149 反应堆功率变化趋势

的跟踪。试验前 $T_{avg}=309.4^{\circ}\text{C}$ ，试验开始后，由于电负荷甩至厂用电后，汽机调门瞬时关闭，此时主蒸汽旁路排放尚未动作，再加上堆功率瞬时升高，因此形成堆内热量聚集使 T_{avg} 在 t_0+15s 内温度上升至 311.1°C ；随后汽机旁路排放系统的开启使一、二回路功率趋于平衡，之后随着控制棒迅速下插，核功率快速下降，平均温度也随之下降，开始下降较快，后面下降较缓，经过 t_0+540s 后温度基本稳定在 294°C ，与最终功率整定值对应的参考平均温度 (T_{ref}) 一致。

试验前控制棒 A、B、C 棒位 225 步，D 棒 186 步，处于调节带内。在甩负荷 t_0+2s 时 D 棒已开始快速下插，在 t_0+90s 内 D 棒快插至 81 步、C 棒快插至 202 步，控制棒快速下插信号主要取决于一、二回路负荷失配的大小，从控制棒调节系统输出信号 $e=T_{avg}-T_{ref}-K_1K_2d(P_n-P_2)/dt$ [K_1 、 K_2 为修正项， $d(P_n-P_2)/dt$ 为一、二回路功率偏差的变化率] 可以看出，在甩负荷瞬态过程中，一二回路功率失配前馈信号即 $K_1K_2d(P_n-P_2)/dt$ 起着重要的超前作用，使控制棒 D、C 棒以超前和最大速度动作 (72 步/min) 作出响应，避免堆内热量持续聚集而导致可能引起的反应堆保护动作；在 $(t_0+90s) \sim (t_0+150s)$ 期间，由于核功率的下降和平均温度的下降，使控制棒调节系统输出 e 值逐渐减少，因此控制棒的插入速度逐渐减缓，D 棒停留在 48 步，C 棒插入至 168 步，此时由于控制棒过量下插引起核功率超调使堆功率、 T_{avg} 仍在继续下降，但降低幅度大大减弱；在 t_0+300s 时 C 棒开始自动提升至 176 步。 T_{avg} 和棒位响应过程曲线见图 4.1-150。

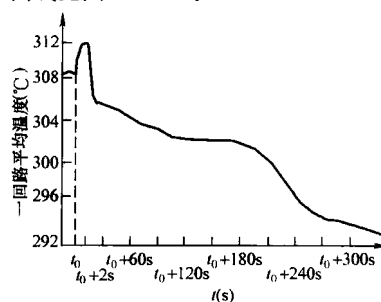


图 4.1-150 一回路平均温度变化

11.3.3.4 主蒸汽旁路排放阀的动作变化情况

主蒸汽旁路排放系统 (GCTC) 共分为 3 组，第一组排放量占 25% 共 3 路排放，设快开和调节开启两种方式；第二组排放量也占 25% 共 3 路排放，设快开和调节开启两种方式；第三组排放量占 50% 共 6 路排放，设快开和调节开启两种方式；3 组排放阀总设计排放量为 85%FP。

试验前旁路排放阀处于关闭状态，控制模式为“ T_{avg} ”控制方式。在甩负荷开始 t_0+2s 时，C7A（第一、二组允许排放信号）、C7B（第三组允许排放信号）触发，第一、二、三组排放阀同时快开，此时一、二回路负荷转换后的温差值

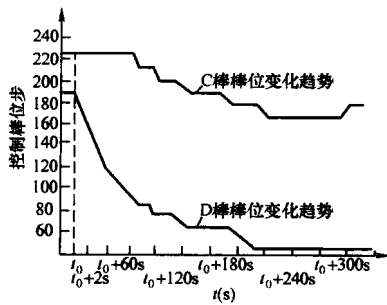


图 4.1-151 控制棒棒位变化趋势

最高达到 18℃； t_0+17s 时第三组排放阀快开结束， t_0+90s 时第二组排放阀快开结束， t_0+150s 时第一组排放阀快开结束。在这种瞬态工况下快开的响应十分必要，它在瞬间为一回路热量的输出提供途径，缓解了由于汽机负荷骤降而引起的反应堆热量聚集。随着堆功率的连续下降，旁排阀快开信号陆续消失，排放调节阀开度逐渐减小和关闭，约在 t_0+85s 时第三组排放阀全部关闭， t_0+150s 时第二组排放阀全部关闭， t_0+225s 时第一组排放阀基本稳定在 11.2% 的开度。在排放调节响应曲线中出现的四次开度波动，原因在于汽机调门为控制汽机转速而引起，转速上升引起调门关小，旁排开度则增加，反之亦然。

从以上过程说明，在甩负荷过程中，反应堆控制棒、汽机调门、旁排阀是完成一、二回路负荷匹配的重要手段，它们之间的调节信号是相互关联的（如 T_{avg} 、 T_{ref} ），这就体现了综合调节作用。在甩负荷瞬态时，调门关闭，控制棒快速下插，旁排阀快开方式的联合作用限制了这种瞬态的发展，并继续通过自身的调节作用使机组稳定在带厂用电工况下。

旁路排放调节和快开信号响应过程曲线见图 4.1-152 和图 4.1-153。

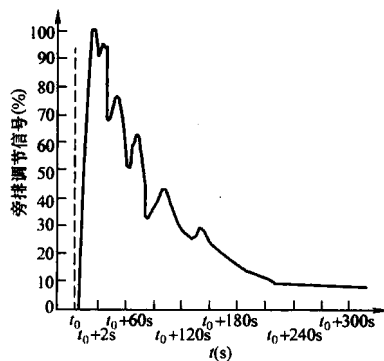


图 4.1-152 旁排调节信号变化趋势

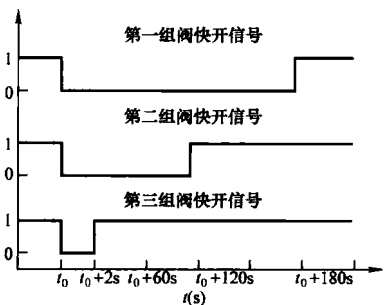


图 4.1-153 快开信号变化趋势

11.3.3.5 主蒸汽压力、主蒸汽流量、给水流量、蒸发器 SG 水位变化情况

试验前主蒸汽压力 6.56MPa，主蒸汽流量 1820t/h，主

给水流量 1900t/h。试验开始后 t_0+2s 内，由于汽机调门关闭，旁排尚未开启，因此主蒸汽压力迅速上升并最高升至 7.11MPa，主蒸汽流量阶跃下降并最低降至 1200t/h；随后又因调门和旁排的开启使主蒸汽压力开始下降，在 t_0+22s 时压力最低下降至 6.48MPa，随后跟随二回路负荷的变化而变化，最终压力稳定在 7.0MPa 左右；主蒸汽流量在阶跃下降后紧接着又阶跃上升，在 t_0+17s 时达到 1900t/h，这说明反应堆瞬时积聚的热量已通过旁排系统排入凝汽器，随着反应堆功率的降低，主蒸汽流量也下降并逐渐趋向稳定。与主蒸汽压力、流量在甩负荷瞬态变化情况相比，主给水流量变化相对滞后且变化幅度也偏小，在 $t_0+4s\sim t_0+15s$ 给水流量下降并最低降至 1820t/h，下降的主要原因是蒸汽流量瞬间减少形成较大的汽水失配量，这个失配量在蒸发器水位调节中起前馈作用，虽然此时 SG 水位比程序液位低，但由于汽水失配的前馈作用仍使给水调节阀关小，所以给水量会减少，之后由于水位偏低，给水调节阀开大使流量增加。在 t_0+25s 后，给水流量与主蒸汽流量变化趋势基本相同。

SG 程序水位根据二回路负荷设定，20%FP 以上程序水位保持在 0m，水位调节通过主给水调节阀和给水泵转速变化进行调节。试验前 SG 水位值稳定在 0m，试验开始 t_0+2s 内，由于汽机调门关闭，旁排尚未开启，因此主蒸汽压力迅速上升，使水位快速下降并最低降至 -0.32m；在 $t_0+2s\sim t_0+25s$ 内，由于调门和旁排开启，主蒸汽压力下降，给水流量增加等作用使 SG 水位上升并最高升至 0.12m；随后在给水调节的作用下水位逐渐恢复到程序整定水位。在水位响应过程曲线中出现波动的原因在于汽机调门和旁排调节引起蒸汽流量变化产生，而这种变化对 SG 水位的影响是十分敏感的。

几个主要参数的响应过程曲线见图 4.1-154~图 4.1-157。

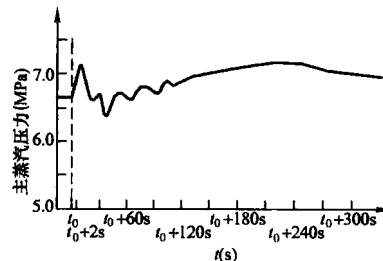


图 4.1-154 主蒸汽压力变化趋势

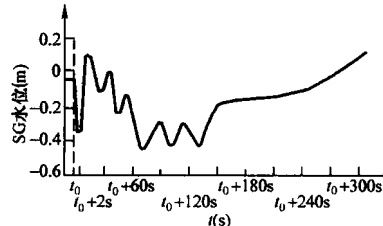


图 4.1-155 蒸汽发生器水位变化趋势

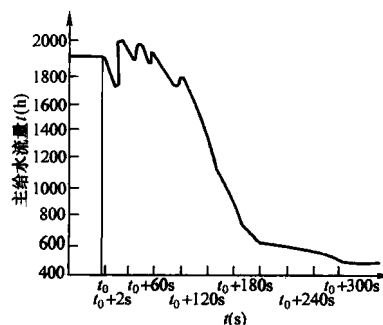


图 4.1-156 主给水流量变化趋势

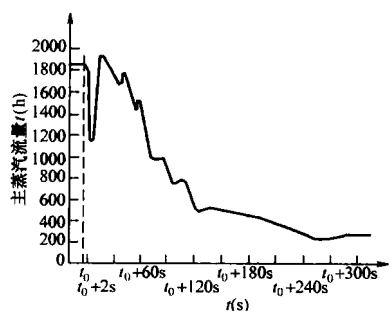


图 4.1-157 主蒸汽流量变化趋势

11.3.3.6 稳压器水位、压力变化情况

稳压器程序水位根据一回路平均温度设定，水位调节通过化学容积系统的上充流量调节阀进行调节。试验前稳压器水位稳定在 0m，试验开始 $t_0 + 15s$ 内水位逐渐升至 0.25m，这是由于一回路平均温度上升引起稳压器体积膨胀所致；随后由于平均温度的下降，稳压器液位也逐渐下降，下降趋势基本相同并最终稳定在 -2.46m。在瞬态过程中平均温度变化对水位起着非常大的影响，因此即使水位偏高或偏低，上充流量的变化也不大，但在平均温度变化很缓慢时上充流量将对水位产生调节作用。

功率运行工况下稳压器压力为恒压控制，即保持一回路压力在 15.4MPa，压力调节通过喷淋阀和电加热器实现。试验开始 $t_0 + 13s$ 内压力升至 15.9MPa，压力上升是由于水位上升同时因喷淋作用使压力较水位提前停止上升。随后由于喷淋作用明显使压力下降较快，在 $t_0 + 17s$ 时降至 15.1MPa，这时喷淋停止，电加热器投入，但由于稳压器水位仍在下降，因此压力也在下降，但下降速率大大减缓，在 $t_0 + 120s$ 时压力由 14.4MPa 开始回升，最终稳定在 15.4MPa。在稳压器压力瞬态响应过程中，水位变化越快对压力的影响越大，此外喷淋调节在瞬态过程中限制压力上升也是十分有效的。

稳压器压力、水位响应过程曲线见图 4.1-158 和图 4.1-159。

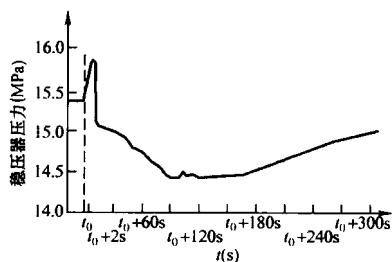


图 4.1-158 稳压器压力变化趋势

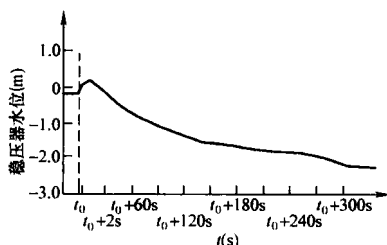


图 4.1-159 稳压器水位变化趋势

11.4 失去厂外电源试验

为了保证核安全和重要设备的安全，厂用电系统设置了两路独立的外电源和厂内应急柴油发电机组，500kV 作为主电源，通过主变及降压变压器（ST）向厂用电系统供电；

220kV 作为第一备用电源，通过辅助变压器（AT）向厂用电系统供电，柴油发电机作为第二备用电源。

通过在失电事故时电厂系统及设备的自动响应动作来确保在失去一路厂外电或两路厂外电时反应堆及主要设备的安全。本试验的目的就是验证失电事故时电厂系统的响应动作是否与设计要求一致。针对可能发生的失电事故，试验分为失去主电源试验和失去两路厂外电源试验，以及因外部电源丧失瞬态所引起的反应堆停堆、汽轮机停机、发电机断路器跳闸。试验在热态功能试验期间和汽轮发电机组并网后功率达到 10%P_n 或 30%P_n 时进行，热态功能试验期间的试验为预试验，目的是保证功率运行试验时机组安全。

11.4.1 失去外部电源试验简介

失去外部电源最可能的初始事件是外电网故障，其主要事件如下：

- (1) 外电网故障引起厂变和启/备变的进线开关跳闸。
- (2) 发电机故障跳闸，或因故障停堆、汽轮机停机连锁，触发发电机跳闸，导致断电事故。
- (3) 不停电电源切换正常，主要仪表和控制保护系统的供电不中断，保证保护连锁的功能正常和重要的运行参数可以监测。
- (4) 安全母线失电触发应急柴油发电机自启动。在规定的时间内达到额定电压和频率并在安全母线进线开关跳闸和完成扫负荷程序后，应急柴油发电机与安全母线间开关合闸，按失电程序带负荷，保证安全功能正常。
- (5) 在失电期间，控制用压缩空气，保证事故时所需的气动阀动作正常。
- (6) 全厂断电使反应堆冷却剂泵、主给水泵、循环水泵失电。汽轮机旁路排放系统失效，辅助给水启动，大气释放阀开启。反应堆冷却剂泵惰转结束后，建立自然循环工况，保证反应堆的冷却。
- (7) 汽轮机主要阀门动作正常，DEH 功能正常，不会触发超速保护动作。汽轮机惰走过程中，汽轮机本体和相关连锁动作正常。

(8) 辅助设施，不会因为短期失电造成损害。

(9) 故障排除后，核电厂可以尽快恢复运行。

11.4.2 试验验收准则

全厂断电事故对反应堆安全的影响，相当于失去主冷却剂流量事故同时叠加失去主给水事故。发生这种事故时，最关心的是：及时停堆，减少堆芯发热；大气释放阀动作正常，辅助给水及时投入，保证热阱的存在；建立自然循环，排出反应堆的剩余发热。

验收准则：

- (1) 反应堆、汽轮机、发电机的综合连锁正常。出现事故能及时停堆，汽轮机的超速保护系统不动作，发电机的 AVR 动作正常。
- (2) 专设安全设施动作正常，应急柴油发电机自启动正常，在 12s 内与安全母线间的开关合闸，按失电程序带负荷。
- (3) 确认辅助给水泵启动，反应堆通过自然循环排出余热。
- (4) 主蒸汽旁排系统动作正常。
- (5) 主蒸汽安全阀不动作。
- (6) 稳压器安全阀不动作。
- (7) 安注不动作。

11.4.3 试验条件

11.4.3.1 预备性试验

在核电厂控制系统、保护系统和工程安全设施的系统试验全部完成以后，应进行一些预备性试验，以便尽早发现系

统设计接口上的缺陷和设备的缺陷。通过预备性试验消除可能出现的缺陷,才能保证整体试验的成功。

与外部电源断电事故直接相关的试验应包括:

- 1) 不停电电源(UPS)切换试验。
- 2) 6kV安全母线失电试验。
- 3) 6kV工作母线失电试验。
- 4) 反应堆冷却剂系统自然循环试验。
- 5) 综合连锁试验。
- 6) 主冷却剂泵停止试验。
- 7) 汽轮机轴封蒸汽耗气量试验。
- 8) 控制用压缩控制系统空压机停止试验。

9) 汽轮机重要阀门动作试验,在模拟机上进行外部电源断电试验的演习,培训操纵员和收集主蒸汽、蒸汽发生器、主系统等一系列热工参数变化和各控制系统动作响应时间,并分析参数变化和各控制系统的互相配合情况,为核电厂实施失去厂外电源和孤岛运行试验做准备。

通过上述试验,分别验证失去厂外电源事故后,仪表与控制保护系统的供电可靠性;专设安全设施动作正常;反应堆、汽轮机、发电机的综合连锁正常;自然循环工况能够建立;与专设安全设施有关和事故控制后有关的气动阀门动作正常;汽轮机、发电机处于安全状态。只有完成上述预备性试验之后,确认各个局部的响应是正常的,才有可能进行失去厂外电源试验。

11.4.3.2 与失去厂外电源试验有关的主要控制系统运行正常,投自动控制

- 1) 反应堆功率调节系统。
- 2) 稳压器压力与水位控制系统。
- 3) 蒸汽发生器水位控制系统。
- 4) 主给水泵调速系统。
- 5) 主蒸汽旁路排放控制系统。
- 6) 主蒸汽大气释放阀控制系统。
- 7) 除氧器压力与水位控制系统。
- 8) 汽轮机控制系统。
- 9) 发电机控制系统。

11.4.3.3 系统和设备检查

1) 重要设备都按规定完成了定期试验。应着重检查专设连锁逻辑功能、失电程序应投入的设备、电厂保护系统逻辑功能、汽轮机重要阀门动作性能。

2) 对处于热备用状态的设备和系统,应检查:电气开关、压板的状态;压空管线上的供气阀状态;工艺系统的阀门状态;有关支持性系统状态,确认处于正确位置,以免设备损坏或失去系统功能。

3) 主要的仪表、控制与保护系统的功能、重要电气开关与继电器的动作应不受全厂断电的影响。

4) 对经过检修的设备与系统,应重点检查,确认已恢复到正常运行状态或热备用状态。

5) 检查运行参数是否处于正常运行的限制以内,或者符合试验细则规定的要求。

6) 为使核电厂保持在热备用状态,要确保所需浓度的硼酸量。

11.4.3.4 试验的组织指挥

试验总指挥由总工程师担任,当试验负责人完成试验前的准备工作和状态检查以后,报总工程师,决定试验开始的准确时间。

试验操作由值长下令,由值班人员按试验细则规定的步骤进行。

由试验负责人检查全厂断电后的状态,确认自然循环工况建立,宣布状态结束,终止试验记录。由值长指挥恢复正常的供电方式和热停堆工况。

在试验期间,运行和检修人员对于各自负责的设备(主泵、汽轮机、发电机、应急柴油发电机等机电仪设备)进行监督。

11.4.3.5 试验的记录

试验记录采用电厂的计算机数据采集系统,调试专用数据采集系统和临时专设的记录仪。

重要参数的信号源和记录仪应由UPS供电,不受全厂断电事故的影响。

11.4.4 注意事项

(1) 失去厂外电源试验涉及整个核电厂的各个控制系统、保护系统和工程安全设施。试验影响整个核电厂的全部设备。检查各设备和系统的状态,确认处于正常位置是最重要的安全措施。

(2) 观察自然循环的建立,应监测反应堆进出口的宽量程温度计指示值,因主泵停止测温旁路窄量程温度指示值失效。

(3) 试验中,除了判断预期的动作是否正常外,还应注意发现异常现象,应分清缓急,防止造成难以弥补的后果。

(4) 失电后应重点确认:反应堆停堆、所有控制棒下插到底;汽轮机停机、主汽阀、调门、再热主汽门、再热调门关闭;应急柴油机启动,程序带载正常;辅助给水泵启动,必要时可手动调节蒸汽发生器水位,防止蒸汽发生器水位过低或满水;注意大气释放阀动作情况,必要时可手动控制降温速率,开度太大会引起安注动作;确认自然循环建立,注意堆芯余热排出,必要时可启动主冷却剂泵强迫循环;检查应急压缩空气的压力和不停电电源的切换正常。

(5) 失电试验时,冷凝器真空下降,主蒸汽旁路排放失效,并及时关闭主蒸汽隔离阀。

(6) 通过上充流量控制阀增开和关闭低压下泄、增设备用电加热器等方法,维持稳压器的压力和水位,避免因反应堆压力下降低于安注定值引起安注动作。

(7) 在试验期间,运行和检修人员对于各自负责的设备(主泵、汽轮机、发电机、应急柴油发电机等机电仪设备)进行监督。

11.4.5 试验实施

11.4.5.1 失去主电源试验

失去主电源时,主电源向辅变切换,切换功能逻辑见图4.1-160。

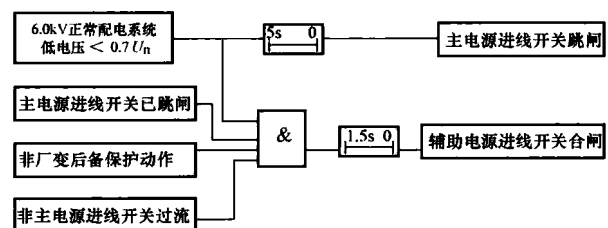


图 4.1-160 6.0kV 正常配电系统母线进线开关逻辑简图

6.0kV 正常配电系统母线失电时间 t : $6.1 < t < 6.9s$ (5 ± 1.5) $\pm 5\%$ 。

由以上逻辑图可知,6.0kV 正常配电系统母线低电压 5s 后,主电源进线开关自动跳闸,等到 1.5s 后发出辅助电源进线开关合闸命令。因为主电源和辅助电源不是来自同一电网,即不同期,1.5s 时间延迟使母线上残余电压衰减,残余电压衰减可降低环流冲击。

厂用电供电系统图见图 4.1-161。

续表

时 间	A 列		B 列	
	执行机构	状 态	执行机构	状 态
$t=15s$	蒸汽发生器辅助给水 1 号泵 反应堆硼和水补给系统 3 号泵 反应堆堆坑通风系统 1 号风机 反应堆堆坑通风系统 3 号风机 核岛冷冻水系统 1 号泵 稳压器第 5 组电加热器	启动 启动 启动 启动 启动 启动	蒸汽发生器辅助给水 2 号泵 反应堆硼和水补给系统 4 号泵 反应堆堆坑通风系统 2 号风机 反应堆堆坑通风系统 4 号风机 核岛冷冻水系统 2 号泵 稳压器第 6 组电加热器	启动
$t=20s$	上充泵应急通风系统 1 号风机 压缩空气生产系统 1 号空压机 燃料厂房通风系统 5 号风机	启动 启动 启动	上充泵应急通风系统 2 号风机 压缩空气生产系统 2 号空压机 燃料厂房通风系统 6 号风机	
$t=25s$	安全壳连续通风系统 3 号风机 汽机盘车装置 汽机辅助润滑油泵 汽机顶轴油泵	启动 有电 有电 有电	安全壳连续通风系统 4 号风机	
$t=30s$	安全厂用水 1 号反冲洗泵 安全厂用水 3 号反冲洗泵 安全厂用水 A 列转鼓滤网电机	启动 启动 启动	安全厂用水 2 号反冲洗泵 安全厂用水 4 号反冲洗泵 电气厂房冷冻水 2 号泵 安全壳空气监测系统 2 号风机	
$t=40s$	空侧密封油泵 氢侧密封油泵 电气厂房冷冻水 1 号泵 安全壳空气监测系统 1 号风机	启动 启动 启动 启动	无	

(1) 余热导出：自然循环+蒸汽发生器辅助给水系统电动泵+主蒸汽大气释放阀。

(2) 保证必要的辅助系统运行：如设备冷却水系统、安全厂用水系统、化学和容积控制系统（上充泵运行可保证主泵轴封水不丧失）、反应堆硼和水补给系统、核岛冷冻水系统、电气厂房冷冻水系统及其他主要的通风系统。

(3) 保证汽轮发电机组安全：汽机润滑顶轴和盘车系统中的交流润滑油泵、顶轴油泵、盘车及发电机密封油系统中的氢侧和空侧密封油泵，由 6.0kV 应急配电系统 A 系列供电，柴油发电机带载时保证它们的供电。

(4) 柴油发电机组卸载和带载动作见图 4.1-162。

(5) 延时 7s 的目的是为了保证柴油发电机启动正常后再开始带负荷，同时为了避免失去主电源切换到辅助电源供电时柴油发电机启动后带负荷。

(6) 6.0kV 应急配电系统 A/B 系列正常进线开关断开后，卸载的目的是为了防止负荷过多拉垮柴油发电机。

(7) 1.5s 后闭合 6.0kV 应急配电系统 A/B 系列应急进线开关的目的，是保证停运的设备电动机的反馈电势衰减到很小后再启动，避免反馈电势较大时启动电动机产生很大的冲击电流而损坏电动机。

(8) 带载程序设置时考虑柴油发电机的容量让设备按重要性先后启动。

失去两路厂外电源试验在失去主电源试验结束后即刻进行，试验时用试验盒断开 6.0kV 正常配电系统辅助电源进线开关，随后有以下动作：

1) 0.9s 后，6.0kV 应急配电系统 A/B 系列失电，柴油发电机 A/B 系列启动。

2) 8.5s 柴油发电机 A/B 系列的电压和频率达到额定值后：断开 6.0kV 应急配电系统 A/B 系列正常进线开关，6.0kV 应急配电系统 A/B 系列开始卸载。

3) 10s 后即 6.0kV 应急配电系统 A/B 系列正常进线开

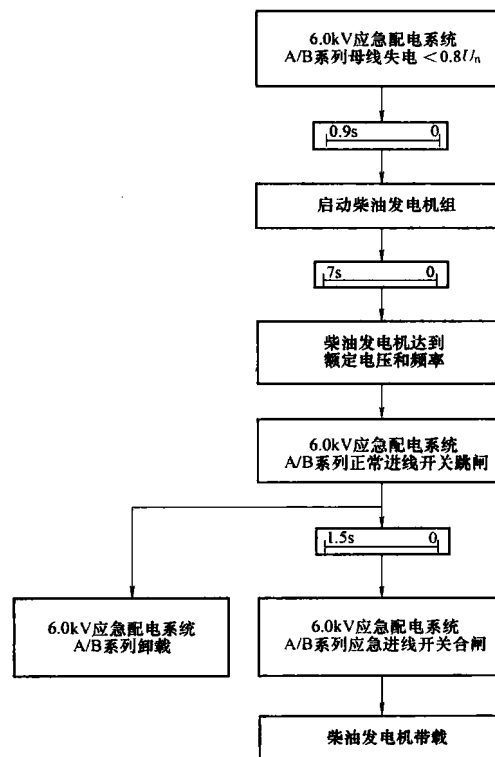


图 4.1-162 柴油发电机组卸载/带载动作示意图

关断开 1.5s；柴油发电机向 6.0kV 应急配电系统 A/B 系列供电的进线开关闭合，6.0kV 应急配电系统 A/B 系列母线电压恢复 6.0kV；6.0kV 应急配电系统 A/B 系列按表 4.1-67 的失电带载程序重新带载；6.0kV 正常配电系统和公用 6.0kV 正常配电系统配电盘的母线电压降为 0，母线上的所有负荷跳闸。

4) 30min 后，检查一、二回路主要参数基本接近于热停堆状态，具体参数值见表 4.1-67。

表 4.1-67 试验前后一、二回路主要参数对照

参 数	试验前	试验后
1 环路热端温度 (°C)	290.8	272.0
1 环路冷端温度 (°C)	290.8	270.3
2 环路热端温度 (°C)	290.9	275.3
2 环路冷端温度 (°C)	290.9	273.4
稳压器压力 (MPa)	15.4	14.9
稳压器液位 (m)	-2.91	-3.0
1 号蒸汽发生器压力 (MPa)	7.6	6.0
2 号蒸汽发生器压力 (MPa)	7.6	6.0
1 号蒸汽发生器液位 (MPa)	-0.64	-0.4
2 号蒸汽发生器液位 (MPa)	-0.64	-0.3

11.5 负荷变动试验

负荷变动试验包括：5%FP/min 快速线性升、降负荷试验，10%FP 负荷阶跃试验。

11.5.1 试验方法

快速线性升、降负荷试验是为了验证机组的快速负荷跟踪能力和机组的自动控制能力。快速线性升降负荷试验有两个内容：一个是在 50%FP 到 15%FP 之间的线性升降负荷；另一个是在 100%FP 到 15%FP 之间的线性升降负荷。两者升降负荷速率均为 5%FP/min。试验是通过改变汽轮机输出功率而使反应堆核功率跟随汽轮机功率变化而进行的。

10%FP 负荷阶跃试验在一定的功率稳定运行状态下，汽轮发电机功率阶跃变化 10%，验证自动控制系统负荷跟踪能力和机组的自动控制能力。试验内容包括 10%FP 负荷阶跃减少和增加，通过 DEH 负荷限制器使发电机输出功率阶跃 10%。正阶跃 10% 试验前因负荷上升引起功率反应性损失，所以调节棒棒位应留出足够的余量。

11.5.2 试验条件与注意事项

1) 本试验涉及的调节系统主要有：蒸汽旁路，给水泵速度，蒸汽发生器水位，稳压器压力及其水位，功率调节，汽轮机的数字液压调节，发电机电压调节，汽水分离再热器控制系统等。

2) 机组已完成 50%FP 下的停机不停堆试验。

3) 数据采集系统 (KDO) 对有关的试验数据根据功能组合进行记录。

4) 机组运行在平衡氙、主冷却剂平均温度稳定的状态下。

5) 通过调节硼浓度使调节棒棒位处于运行带的上限位置。

6) 试验中不进行硼浓度调节。

7) 由于降负荷后不久即开始升负荷，因此必须预测氙毒变化对升负荷的影响。机组降负荷，氙毒增加，必要时对一回路进行硼浓度稀释操作，稀释的速率由操纵员控制。

11.5.3 验收准则

1) 试验中操纵员不应介入任何影响自动调节作用的操作。

2) 机组达到稳定状态后，各主要参数应能维持在对应此状态下正常运行设定值范围内。

3) 整个试验过程中不触发反应堆停堆保护信号和工程专设安全信号。

4) 主回路稳压器安全阀不动作。

5) 一回路平均温度稳定在调节棒的控制死区内。

6) 汽轮机不跳闸。

7) 主蒸汽安全阀不动作。

8) 汽轮机蒸汽旁路系统排放阀不开启。

9) 主给水阀和旁路给水阀能顺利切换，蒸汽发生器水位处于运行范围内。

11.5.4 负荷变动过程中的参数分析

线性 5%FP/min 和阶跃 10%FP 负荷变动过程中的参数变化趋势基本类似。

(1) 负荷跟踪特性。利用汽轮机数字电液控制系统，减少汽轮机调门开度，使发电机出力下降。因调门开度逐渐变小，汽轮机冲动级压力下降，代表汽轮机负荷的冲动级压力经过函数转换器转换为冷却剂参考平均温度 T_{ref} 下降，因 $T_{avg} - T_{ref} > 0$ ，使控制棒下插，最终在发电机相应的出力下平衡，核功率与电功率变化趋势一致。

(2) 降负荷过程中，冷端温度瞬间上升，因控制棒下插延迟，热端温度有一定的上升，而控制棒下插后，中子通量下降，热端温度下降，冷端温度基本不变。冷却剂平均温度最终稳定在与发电机出力相对应的参考温度范围内。

控制棒的运动受三个因素的影响：一回路平均温度；中子通量水平；汽轮机冲动级压力。由于代表汽轮机负荷的 T_{ref} 下降， $T_{avg} - T_{ref} > 0$ ，使控制棒下插，使核功率跟踪汽轮机功率变化。

(3) 稳压器水位与压力变化。当一回路温度开始降低后，由于水的收缩，稳压器上部汽相空间扩大，造成水的蒸发量加大，其结果是蒸汽蒸发吸收过多的潜热使得稳压器内水的饱和温度降低，所以稳压器压力将降低，最终由稳压器压力调节系统恢复至设定值。

功率下降后，一回路冷却剂温度降低，由于水的收缩，稳压器水位下降，通过稳压器水位控制系统增加上充流量，使稳压器水位恢复至程序设定值。

(4) 汽轮机蒸汽旁排系统。试验中升降负荷速率为 5%FP/min，因此汽轮机蒸汽旁排系统不动作。

(5) 主蒸汽压力。主蒸汽压力对应于蒸汽发生器内水的饱和温度。主蒸汽压力主要受两个参数制约：一回路水的温度；主蒸汽流量。在降负荷的过程中，由于主蒸汽流量减少使得从蒸汽发生器内导出的热量减少，所以主蒸汽压力在试验开始时立即上升，经过一段时间后，一回路温度开始降低，导入蒸汽发生器的热量开始减少，因此主蒸汽压力上升趋势缓慢。

降负荷结束后，一回路温度趋于稳定，蒸汽发生器的蒸汽流量变化停止，主蒸汽压力稳定在新的水平。

(6) 蒸汽发生器水位。蒸汽发生器水位控制的目的是为了维持蒸汽发生器二次侧水位在它的设定值上。蒸汽发生器水位调节是通过调节给水流量来实现的；由给水泵的转速调节来保证给水调节阀前后的差压恒定，从而保证了在调节阀的工作带内阀门开度与给水流量的线性关系，最终由调节阀的开度变化来实现给水流量的调节。影响蒸汽发生器水位的因素主要有主蒸汽压力、蒸汽流量、给水流量、给水温度。主蒸汽压力的增加使蒸汽发生器二次侧被压缩，造成蒸汽发生器水位变化，蒸汽发生器窄量程测量水位是虚假水位读数，实际的水装量并没有发生变化。

降负荷开始时，由于蒸汽压力上升，主蒸汽流量、主给水流量下降，水位瞬间下降，由给水泵的转速调节和蒸汽发生器水位调节，使蒸汽发生器水位维持在程序设定值。

附录 系统名称代号

续表

系统代号	系统名称	系统代号	系统名称
ABP	低压给水加热器系统	DND	柴油发电机厂房正常照明系统
ADG	给水除氧系统	DNK	燃料厂房正常照明系统
ADM	行政隔离	DNL	电气厂房正常照明系统
ADO	运行隔离	DNM	汽机房正常照明系统
ADT	大修主隔离	DNN	核辅助厂房正常照明系统
AGM	电动主给水泵润滑系统	DNQ	废物辅助厂房正常照明系统
AGR	主给水泵汽机润滑油及调节油系统	DNR	反应堆厂房正常照明系统
AHP	高压给水加热器系统	DNW	外围设备间正常照明系统
APA	电动主给水泵系统	DSB	BOP 厂房和厂区应急照明系统
APG	蒸汽发生器排污系统	DSD	柴油发电机厂房应急照明系统
ARE	给水流量控制系统	DSI	厂区保安系统
ASG	辅助给水系统	DSK	燃料厂房应急照明系统
ATE	凝结水精处理系统	DSL	电气厂房应急照明系统
CAR	汽机排气口喷淋系统	DSM	汽机房应急照明系统
CET	汽机轴封系统	DSN	核辅助厂房应急照明系统
CEX	凝结水抽取系统	DSQ	废物辅助厂房应急照明系统
CFM	凝汽器精滤器系统	DSR	反应堆厂房应急照明系统
CGR	循环水泵润滑系统	DSU	安全照明整流器和蓄电池系统
CPA	阴极保护系统	DSW	外围设备间应急照明系统
CRF	循环水系统	DTL	闭路电视系统
CTA	凝汽器管清洗系统	DTV	厂区通信系统
CTE	循环水处理系统	DVA	非放射性机修厂及仓库通风系统
CVI	凝汽器抽真空系统	DVB	氢、氧制取和储存站通风系统
CZZ	安全壳完整性	DVC	主控室空调系统
DAA	放射性机修厂和仓库电梯	DVD	柴油发电机厂房通风系统
DAB	办公楼电梯	DVE	电缆间通风系统
DAI	核岛厂房电梯	DVF	电气厂房排烟系统
DAL	电气厂房电梯	DVG	辅助给水泵间通风系统
DAM	汽机厂房电梯	DVH	上充泵间应急通风系统
DCS	常规岛计算机控制系统	DVI	设备冷却水系统间通风系统
DEB	办公楼冷冻水系统	DVJ	空气压缩机房通风系统
DEG	核岛冷冻水系统	DVK	燃料厂房通风系统
DEH	DEH	DVL	电气厂房通风系统
DEL	电气厂房冷却水系统	DVM	汽机房通风系统
DEM	放射性洗衣房冷却水系统	DVN	核辅助厂房通风系统
DMA	BOP 装卸运输设备系统	DVO	辅助锅炉房通风系统
DME	开关站装卸运输设备系统	DVP	联合泵房通风系统
DMH	BOP 厂房和厂区里的其他起重吊装设备	DVQ	废液贮罐厂房通风系统
DMI	桶罐储存场装卸运输设备	DVR	安全厂用水泵房通风系统（循环水泵站通风系统）
DMK	燃料厂房装卸运输设备	DVS	安全壳喷淋系统和低压安注系统电动泵间通风系统
DMM	汽机房装卸运输设备	DVT	废物暂存库通风系统
DMN	核辅助厂房装卸运输设备	DVU	废物处理辅助厂房通风系统
DMP	循环水泵房装卸运输设备	DVV	气体制品及储存厂房通风系统
DMR	反应堆厂房装卸搬运设备	DVW	外围设备间通风系统
DMW	反应堆厂房外龙门吊及其外围厂房装卸搬运设备	DVX	海水加氯站通风系统
DNB	BOP 厂房和厂区正常照明系统	DWA	放射性机修厂及仓库通风系统
		DWB	办公楼和工程楼通风系统

续表

续表

系统代号	系统名称	系统代号	系统名称
DWC	电修厂房通风系统	JDT	火警探测系统
DWD	仪修厂房通风系统	JPD	消防水分配系统
DWE	500kV 开关站通风系统	JPH	汽机间油箱消防系统
DWF	食堂通风系统	JPI	核岛消防系统
DWG	反应堆停堆时过道更衣室通风系统	JPL	电气厂房消防系统
DWH	车库通风系统	JPP	消防水生产系统
DWI	展厅通风系统	JPS	移动式或便携式消防设备
DWK	厂区警卫楼通风系统	JPT	变压器消防系统
DWL	放射性洗衣房洗涤间通风系统	JPU	厂区消防水分配系统
DWM	汽车修理间通风系统	JPV	柴油发电机厂房消防系统
DWN	现场实验室通风系统	JPX	辅变消防系统
DWQ	化学排水槽间通风系统	KBS	热电偶冷端系统
DWR	保安楼通风系统	KCO	仪表继电器柜系统
DWS	污水站综合楼通风系统	KDO	试验数据采集系统
DWT	地面排水槽间通风系统	KIR	松动部件和振动监测系统
DWU	仪表库通风系统	KIS	地震仪表系统
DWX	常规岛及其他房间通风系统	KIT	电厂过程计算机系统(集中数据处理系统)
DWY	加氯站通风系统	KKK	主厂区出入监督系统
DWZ	制氢站通风系统	KKO	电度表和故障录波仪系统
EAS	安全壳喷淋系统	KME	试验仪表系统
EAU	安全壳仪表系统(用于定期测试)	KPR	应急停堆控制室
EBA	安全壳换气通风系统	KPS	事故安全盘系统
FPP	安全壳泄漏监测系统	KRG	过程仪表机柜系统(集中控制模拟机柜系统)
ETY	安全壳空气监测系统	KRS	厂区辐射、气象监测系统
EVC	反应堆堆坑通风系统	KRT	辐射防护监测系统
EVF	安全壳内部过滤净化系统	KSA	报警处理系统
EVR	安全壳连续通风系统	KSC	主控制室系统
GCA	停机期间汽轮机和给水加热设备防护系统	KSN	核辅助厂房就地控制屏和控制盘系统
GCT	汽机旁路系统	KSU	保安楼控制台系统
GEV	主变高压厂变系统	KZC	控制区入口监测系统
GEW	500kV 超高压系统	LAA	不间断 220V 直流电源系统
GEX	发电机励磁及电压调节系统	LAB	汽轮发电机润滑油泵供电系统
GFR	汽机调节油系统	LBA	110V 直流电源系统 A 系列
GGR	汽机润滑、顶轴和盘车系统	LBB	110V 直流电源系统 B 系列
GHE	发电机密封油系统	LBC	第Ⅰ保护组逆变器电源系统
GME	汽机监控设备系统	LBD	第Ⅱ保护组逆变器电源系统
GPA	发电机和输电保护系统	LBE	第Ⅲ保护组逆变器电源系统
GPV	汽机蒸汽和疏水系统	LBF	第Ⅳ保护组逆变器电源系统
GRE	汽机调节系统	LBG	核辅助厂房 110V 直流电源系统
GRH	发电机氢冷系统	LBH	泵房 110V 直流电源系统
GRV	发电机氢气供给系统	LBJ	6.0kV 断路器的 110V 直流电源系统
GSE	汽机保护系统	LBK	除盐水厂房和辅助锅炉房的 110V 直流电源系统
GSS	汽水分离再热器系统	LBM	主开关站—接触器的 110V 直流电源系统
GST	发电机定子水冷系统	LBN	主开关站—接触器的 110V 直流电源系统
GSY	电网同步和并网系统	LBP	LNP 逆变器供给的 110V 直流电源系统
GTH	汽机润滑油处理系统	LCA	48V 直流电源系统 A 系列
GTR	汽轮发电机遥控系统	LCB	48V 直流电源系统 B 系列

续表

系统代号	系统名称
LCC	机组去耦 48V 直流电源系统
LCD	核辅助厂房共用 48V 直流电源系统
LCH	泵房用 48V 直流电源系统
LCK	除盐水厂房和辅助锅炉房的 48V 直流电源系统
LCL	保安楼的 48V 直流电源系统
LCM	主开关站的 48V 直流电源系统
LDA	模拟控制用 30V 直流电源系统
LGA	6.0kV 交流正常配电系统 A
LGB	6.0kV 交流正常配电系统 B
LGC	6.0kV 交流正常配电系统 C
LGD	6.0kV 交流正常配电系统 D
LGE	6.0kV 交流正常配电系统 E
LGI	共用和厂区 6.0kV 交流配电系统
LGM	6.0kV 交流正常配电系统 (调试锅炉房)
LGR	辅助厂用电系统
LHA	6.0kV 交流应急配电系统 A 系列
LHB	6.0kV 交流应急配电系统 B 系列
LHP	6.0kV 交流应急供电系统 A 系列
LHQ	6.0kV 交流应急供电系统 B 系列
LHT	6.0kV 交流应急电源切换及连接系统
LKA	低压交流—380V 系统 (核岛辅助设备)
LKB	低压交流—380V 系统 (核岛辅助设备)
LKC	低压交流—380V 系统 (核岛辅助设备)
LKD	低压交流—380V 系统 (电气厂房)
LKE	低压交流—380V 系统 (核岛、锅炉房辅助设备)
LKF	低压交流—380V 系统 (常规岛辅助设备)
LKG	低压交流—380V 系统 (常规岛辅助设备)
LKH	低压交流—380V 系统 (泵房)
LKI	低压交流—380V 系统 (核辅助厂房)
LKJ	低压交流—380V 系统 (核辅助厂房)
LKK	低压交流—380V 系统 (公用设施)
LKM	低压交流—380V 系统 (氢、氧制取和储存站)
LKN	低压交流—380V 系统 (公用设施)
LKO	低压交流—380V 系统 (食堂)
LKP	低压交流—380V 系统 (培训中心、汽机房)
LKQ	低压交流—380V 系统 (超高压开关站——闸门控制房)
LKR	低压交流—380V 系统 (超高压开关站)
LKS	低压交流—380V 系统 (汽机房通风设备, 废物处理厂房)
LKT	低压交流—380V 系统 (1 号行政楼)
LKU	低压交流—380V 系统 (废液贮罐厂房)
LKV	低压交流—380V 系统 (1 号除盐装置)
LKW	低压交流—380V 系统 (2 号除盐装置)
LKX	低压交流—380V 系统 (辅助锅炉房)
LKY	低压交流—380V 系统 (放射性机修)
LKZ	低压交流—380V 系统 (车间/仓库)

续表

系统代号	系统名称
LLA	低压交流应急—380V 系统 A 系列
LLB	低压交流应急—380V 系统 B 系列
LLC	低压交流应急—380V 系统 A 系列
LLD	低压交流应急—380V 系统 B 系列
LLE	低压交流应急—380V 系统 A 系列
LLG	低压交流应急—380V 系统 (柴油机 A 系列辅助设备)
LLI	低压交流应急—380V 系统 A 系列
LLJ	低压交流应急—380V 系统 B 系列
LLM	低压交流应急—380V 系统 (核岛照明)
LLN	低压交流应急—380V 系统 A 系列
LLO	低压交流应急—380V 系统 B 系列
LLP	低压交流应急—380V 系统 (汽轮发电机的应急辅助设备)
LLR	低压交流应急—380V 系统 (常规岛照明)
LLS	水压试验泵及其汽轮发电机组系统
LLW	低压交流应急—380V 系统 (柴油机 B 系列辅助设备)
LMA	220V 交流应急电源和配电系统
LMC	220V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LMD	220V 交流电源系统 (常规岛仪表)
LNA	220V 交流不间断电源系统 A
LNB	220V 交流不间断电源系统 B
LNC	220V 交流不间断电源系统 C
LND	220V 交流不间断电源系统 D
LNE	220V 交流不间断电源系统
LNF	220V 交流不间断电源系统 (核辅助厂房)
LNI	核岛交流电源系统
LNK	220V 交流不间断电源系统 (除盐水厂房和辅助锅炉房)
LNP	220V 交流不间断电源和配电系统
LSA	试验回路系统
LSI	厂区照明系统
LTR	接地系统
LYS	核岛蓄电池试验回路
PMC	核燃料装卸转运和储存系统
PTR	反应堆换料水池和乏燃料水池冷却和处理系统
RAM	棒电源系统
RAZ	核岛氮气分配系统
RCP	反应堆冷却剂系统
RCV	化学和容积控制系统
REA	反应堆硼和水补给系统
REN	核取样系统
RGL	棒控棒位系统
RIC	堆芯仪表系统
RIS	安全注入系统
RPE	核岛疏水排气系统
RPN	核功率测量系统
RPR	反应堆保护系统

续表

系统代号	系统名称
RRA	余热排出系统
RRB	硼加热系统
RRC	反应堆控制系统
RRI	设备冷却水系统
RRM	控制棒驱动机构通风系统
SAP	压缩空气生产系统
SAR	仪表用压缩空气分配系统
SAT	公用压缩空气分配系统
SDA	除盐水生产系统
SEA	生水系统
SEC	安全厂用水系统
SED	核岛除盐水分配系统
SEH	非放射性含油排水系统
SEK	废液排放系统
SEL	常规岛废液排放系统
SEN	辅助冷却水系统
SEO	电厂污水系统
SEP	饮用水系统
SER	常规岛除盐水分配系统
SES	热水生产与分配系统
SGZ	各类气体储存和分配系统
SHY	氢气生产与分配系统
SIR	加药系统
SIT	给水化学取样系统
SKH	润滑油和油脂储存系统
SLT	过道更衣室通风系统
SRE	核岛污水回收系统
SRI	常规岛闭式冷却水系统
STR	蒸汽转换系统

续表

系统代号	系统名称
SVA	辅助蒸汽分配系统
SVE	调试锅炉蒸汽分配系统
TCA	临时仪表跨接线
TEG	废气处理系统
TEP	硼回收系统
TER	废液排放系统
TES	固体废物处理系统
TEU	废液处理系统
TSD	临时设备
VVP	主蒸汽系统
XCA	辅助蒸汽生产系统
设备标识	功 能
AQ	安注罐
BA	储罐—稳压器
FA	高效过滤器
FI	液体过滤器
LA	就地接测量
LN	就地液位测量
LP	就地压力测量
MD	流量测量
MN	液位测量
MP	压力测量
PO	泵
RF	冷却器
VB	含硼水阀门
VH	油阀门
VN	中间冷却水阀门
VP	一回路冷却剂阀门
VZ	氮气阀门

第2章 核电厂的运营管理

1 概述

1.1 核电厂的主工艺流程和组成

1.1.1 核电厂动力装置组成

核电厂动力装置由反应堆、一回路、二回路三个主要部分组成。

1) 反应堆是实现核燃料可控裂变链锁反应的装置,把核能转变为热能。

2) 一回路是利用核能产生的装置。一回路主系统用高压含硼水作为载热剂,载热剂由主冷却剂泵驱动,流经堆芯,在堆芯吸收核燃料裂变能,温度升高,流到堆外进入蒸汽发生器,把热量传给二回路系统的蒸汽发生器壳侧的给水,使给水汽化,然后被主冷却剂泵送回堆芯,周而复始。

3) 二回路是将蒸汽的热能转化为电能的装置,二回路蒸汽发生器壳侧的给水,在蒸汽发生器内吸收一回路载热剂传给的热量,形成饱和蒸汽,推动汽轮机带动发电机发电,做功后的乏汽全部排入主冷凝器,经循环水冷却,变成凝水,然后由凝结水泵驱动,先后流经低压加热器,进入除氧器加热除氧,最后由给水泵驱动,流经高压加热器以后重新回到蒸汽发生器。

核电厂的组成主要由核岛、常规岛和核电厂的配套设施组成。核岛部分包括反应堆厂房、反应堆辅助厂房及其中的系统设备;常规岛是指汽轮机厂房及其中的汽轮发电机及其辅助系统设备;除了核岛和常规岛以外的建筑厂房和其他的一些系统设备,统称为核电厂的配套设施。

1.1.2 核能发电的特殊性

1) 核裂变不仅释放出能量,同时产生了具有强烈放射性的裂变产物及活化物。在运行期间积累的裂变产物的衰变,将使反应堆堆芯产生衰变热。衰变热在核电厂长期停运后需要继续冷却。

2) 随着核电厂的运行,主系统和有关的辅助系统及设备因辐照而活化,导致核电厂的相关系统和设备具有放射性。

3) 反应性控制是指反应堆内剩余反应性的控制。目的是为了满反应堆长期运行的需要,使反应堆在整个堆芯寿命期内保持平坦的功率分布,尽可能地减小功率峰值因子;在核电厂负荷发生变化时,能够自动调节反应堆内的反应性,使之响应负荷的变化;在反应堆出现异常现象或者事故时,能够迅速安全地关闭反应堆、并保持适当的停堆深度。核电厂在正常运行和事故工况下采用可移动式控制棒、固体可燃毒物和一回路冷却剂中加入可溶毒物(硼酸)等多重反应性控制方法。

1.1.3 核电厂营运管理的目标和原则

核电厂营运管理的目标是保证核电厂长期的安全、稳定、经济运行。核电厂运行必须保证核电厂工作人员和社会公众以

及环境不受到核辐射的危害,并且排放到环境中的放射性要在合理可行的条件下尽可能低。核电厂营运单位必须建立程序化的运行管理系统,确保运行活动按照核安全和质量保证的要求,对机组运行和系统状态执行所要求的控制。

核电厂运行管理系统包括以下内容:运行大纲,人员培训、授权和再培训大纲,质量保证大纲,辐射防护大纲,燃料管理大纲,应急准备大纲,废物管理大纲,监督大纲和维修大纲等。运行大纲是核电厂运行管理系统的中心内容,应包括:运行管理组织、质量组织、技术规范(运行条件和限制)、故障和事故规程、应急计划、运行规程、安全质量相关设备定期试验和检查、辐射防护组织、气体和液体释放规程等。

核电厂性能指标有机组能力因子、非计划能力损失因子、强迫能力损失率、临界7000小时非计划自动停堆数、安全系统性能、燃料可靠性、集体辐照剂量、化学指标和工业安全事故率等。这些指标旨在监测与评定核电厂运行情况及其发展趋势。

核电厂的决策应将安全文化的认识和重视程度通过制订安全政策并建立有效的管理体制予以体现;管理必须针对各个不同时间段的机组状态,制定完整的规章制度和管理制度、制定完整的技术规范和操作程序,对工作人员的行为规范要严格要求,使核电机组的一切运行活动都有章可循,按章办事。核电厂的运行管理理念应遵循以人为本、追求卓越。

1.2 核电厂生产组织机构及职责

核电厂的组织机构设置应以生产为中心,各部门通力协作,一切服务于生产,做到机构精简,人尽其才。全厂的生产部门组织机构设置见图4.2-1。

1.2.1 总经理部的职责

(1) 总经理职责。

1) 维持核电厂长期安全、稳定、经济运行,是安全和质量保证的第一责任人。

2) 确定管理目标,批准生产管理政策、大纲和管理程序,包括核电厂安全运行管理相关政策、场内应急计划、运行质量保证大纲、操纵人员的培训与再培训大纲、环境管理手册、生产质量管理手册(PQOM)中的核电厂组织管理和

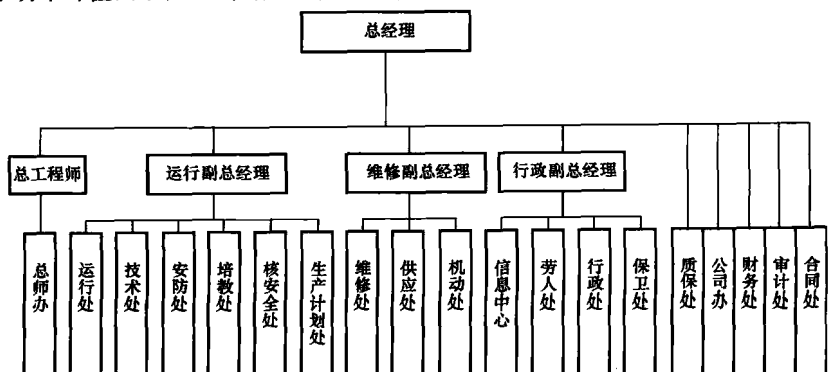


图 4.2-1 生产部门组织机构

核安全管理的政策性程序等,统一领导生产线各部的管理工作。

3) 批准生产线各处级机构的设置,任命处级管理人员。

4) 核安全与生产相关的重大问题的决策。

5) 贯彻执行国家有关核事故应急的方针、政策和法规标准,批准实施应急计划并保证实施应急准备与响应所需的资源,在场区及以上应急状态情况下担任现场应急总指挥。

(2) 运行副总经理职责。

1) 组织、实施核电厂长期安全、稳定、经济运行。

2) 通过核电厂的内部核安全监督体系对核电厂所有核安全有关活动的执行进行监督和控制,确保核电厂许可证要求的条件得到遵守,尤其是核电厂运行技术规范的遵守、批准,实施特许申请。

3) 批准运行、维修、技术支持等所有与核安全相关活动的计划并监督执行,确保机组安全运行。

4) 中止或停止任何违反核电厂许可证条件和核电厂管理规定的活动与行为,保持核电厂处于安全状态。

5) 通过对核电厂三废系统运行的有效管理,减少放射性流出物的排放,保护环境;批准特殊排放和报告异常排放。

6) 通过对核电厂职业安全的有效监督和管理,保障员工的人身安全和健康。

7) 通过对核电厂实体保卫措施的有效监督和管理,保证核电厂及核材料的安全。

8) 通过核电厂安全文化的建设及经验反馈体系的有效运作,减少事件的重复发生。

9) 签署提交国家核安全局的文件和信函等。

(3) 维修副总经理的职责。

1) 通过设备的维修、定期试验,使核电厂的安全水平保持在要求的状态。

2) 优化维修,提高设备的可靠性和核电厂的核安全水平。

3) 核电厂大修的组织管理与实施。

4) 控制维修成本。

5) 批准维修大纲和大修计划等。

(4) 总工程师的职责。

1) 负责核电厂的技术工作。

2) 重大改造方案审批。

3) 与质量和核安全相关文件的审查。

4) 不符合项的处理等。

1.2.2 各生产处室的职责

(1) 运行处职责。

1) 按照国家核安全法规和核电厂运行安全规定的要求,确保核发电机组的安全、稳定、经济高效运行。

2) 建立各项运行管理制度,确保机组安全运行。

3) 负责组建一支适合机组运行要求的运行队伍,通过组织培训不断提高运行人员总体水平。

4) 编制机组运行规程和异常、事故工况下的事故规程。

5) 编制运行计划,按照技术规范要求执行定期试验。

6) 负责机组的缺陷跟踪协调,改进运行方案,提高电厂的安全性和经济性。

7) 在事故工况下,控制机组状态,将风险降至最低。

8) 负责机组大修和技术改造的运行管理等。

(2) 维修处职责。

1) 按照运行总则、维修政策的原则以及工业安全政策、消防政策、辐射防护政策、备品备件政策及有关程序的规定

及分工,准备及完成预防性与纠正性维修活动、大修活动。

2) 对设备运行性能进行诊断,优化检修计划。

3) 配合完成燃料接收、燃料装卸和乏燃料的发送任务。

4) 在正常运行或大修期间,与运行处协调完成纠正性和预防性维修工作。

5) 定期对设备进行巡视检查。

6) 负责外委维修项目的申请和外委维修合同技术条款的编写、参与外委合同谈判。管理常用工具和专用工具,使可供使用的工具经常处于良好状态。

7) 制定厂房、设备、现场的整洁管理条例和要求。

8) 建立和管理设备维修历史档案。

(3) 生产计划处职责。

1) 年、月发电计划的编制、调整和申报。

2) 联网设备的停复役申请。

3) 负责与电网及相关电厂各种工作接口关系的协调。

4) 预防性维修和定期试验数据库的优化与管理。

5) 大修准备的组织与管理。

6) 负责整个大修执行的组织管理、计划跟踪及协调控制。

7) 生产性外委合同的立项、签定及相关管理工作。

8) 生产预算管理及零星生产物项审批。

(4) 核安全处职责。

1) 机组独立核安全监督、执照申请管理、生产经验反馈管理。

2) 组织召开状态报告管理周例会、经验反馈工程师周例会。

3) 是电厂核安全委员会、国内运行评估、WANO 同行评估的办公室。

(5) 机动处职责。

1) 负责全公司设备资产管理,建立设备台账,进行设备移装、调动、封存、借用和报废等各类动态管理。

2) 负责设备的有关技术管理工作,主要包括:公司设备的分级管理;受理承包商/维修处提出的有关主要设备的变更(改造)申请和方案审查;组织对承包商/维修处各自实施的主要设备的修后验收;组织建立主要设备的档案,含设备的技术资料、维修记录、变更记录和事故报告。

3) 负责全公司的计量管理和计量器具的外委校验。

(6) 技术处职责。

1) 电厂的物理、热工、堆芯管理。

2) 役前和在役检查、金属监督、燃料和核材料管理、规范控制。

3) 电厂的化学分析、化学监督、水质控制。

4) 电厂的主要性能试验和电厂运行效能的分析工作以及经验反馈。

(7) 安防处职责。

1) 负责协调全厂的安全监督工作,指导三级安全组织开展各项安全生产工作。

2) 负责全厂辐射防护监督和管理及三废排放监测工作,积极推进全厂的辐射防护最优化工作。

3) 负责全厂应急准备工作,定期组织各项应急演练。

4) 负责全厂职业卫生管理工作。

5) 负责工业安全、辐射事件/事故的调查、分析工作,提出改进措施,并监督落实。

6) 负责核电厂环境管理工作以及与地区环境管理中心的接口工作。

(8) 供应处的职责。

1) 根据公司生产经营计划大纲和部门物资需求申报(物资供应定额),负责编制各期物资供应计划。

2) 坚持货比三家的原则选择有资质的供货厂商,负责组织物资采购,保证各种物资的及时供应。

3) 严格组织物资验收管理,确保供应物项品种规格、质量、数量满足生产需求。

4) 负责实施物资台账的建立,生产物资分类储存保管、盘点、维护;审核物资领用及时发放物料。

5) 采用科学合理的方法控制物资库存量,使储备资金保持在合理的水平。

(9) 培教处的职责。

1) 负责编制生产人员培训大纲、再培训大纲和培训管理程序,并组织实施。

2) 组织课堂培训、模拟机培训、公共课程培训、实验室课程培训等。

3) 各岗位人员的授权和重新授权的管理工作。

4) 收集、存档电厂生产人员授权记录、并促使授权更新工作的开展。

(10) 质保处职责。

1) 制订质量管理方案。

2) 制定、修改运行质保大纲。

3) 进行质量文件的审查。

4) 进行独立的质保监察和监督,评价质保大纲执行有效性。

5) 推动和协助各部门的管理者自我评估。

6) 参加供应商的资格评审。

7) 提供质保支持和服务。

8) 定期向总经理部报告质量管理状况。

(11) 总师办职责。

负责核电厂技术管理工作和重大改造技术方案的审查。

(12) 核电厂核安全委员会。

核电厂核安全委员会是生产机构中的安全审查组织,它的职能是审查核安全相关的活动与核安全要求及准则的符合性,防止出现未经审查的安全问题,确保核电厂所有与核安全相关活动满足核安全的要求。

(13) 核电厂生产技术委员会职责。

1) 重大技术问题和改造项目的可行性审查和确定改造方案。

2) 与核安全有关的改造及相关文件的修改情况。

3) 重大和较大不符合项处理。

(14) 工业安全及辐射防护委员会。

1) 审议核电厂贯彻国家、地方和上级主管部门关于安全生产的指标和要求。

2) 审评核电厂工业安全、辐射防护和职业健康的状态及趋势。

3) 提出工业安全、辐射防护和职业健康的改进行动。

(15) 核电厂质量管理委员会。

1) 通过对核电厂质量体系完整性和有效性的评估,提出持续改进质量的意见。

2) 讨论核电厂重大质量问题或重复发生的质量缺陷,提出相应的纠正行动计划。

3) 推进“管理者自我评估”。

(16) 三废管理委员会。

1) 协调和推动核电厂环境保护和废物管理的持续改进。

2) 协调放射性流出物的排放控制。

3) 讨论和解决环境保护和废物管理的重要事项,制定

改进行动计划。

(17) 专业委员会。

负责各专业委员会的相应工作。

1.3 核电厂生产指挥系统

核电厂生产指挥体系是以生产运行为核心,以技术支持和安全监督为支持,以生产计划为龙头,各专业委员会和专业小组协调运转的模式,见图4.2-2。

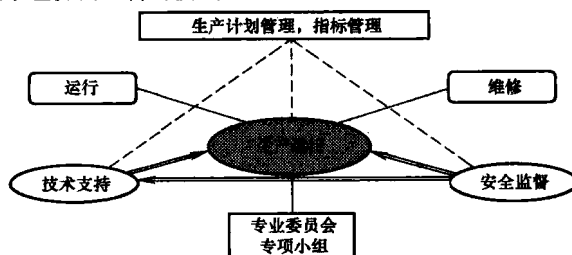


图4.2-2 核电厂指挥体系

1) 计划协调功能模块的主要职责是负责生产计划、大修计划和指标的制定、协调、落实。

2) 现场执行模块,按照生产计划指令,执行核电厂的运行和维修工作。

3) 技术支持模块,负责现场技术问题原因查找、设备故障诊断,为核电厂运行提供技术支持。

4) 安全监督模块,负责现场核安全和工业安全方面的监督,对核电厂运行进行监督。

1.3.1 机组指挥调度管理

为进一步明确生产相关的指挥调度关系,确保机组生产有序进行,核电厂逐步建立了一整套合理的调度体系和相关规定。

1.3.1.1 调度关系与授权

(1) 核电厂机组运行以当班运行值长为中心组织调度和控制机组的安全、稳定运行及异常情况下机组安全状态的控制。

(2) 运行值长因机组安全稳定运行需要,授权调动全厂的人力和物力资源。

(3) 正常情况及一般性异常工况下,当班运行值长只接受运行处长、副处长、机组运行工程师直接下达的生产指令。

(4) 机组各设置一名机组运行工程师,负责运行值生产活动安排和协调,工作票的分级及缺陷处理的组织协调并有权调动日常生产活动中所需的人力、物力。

(5) 机组设置机组安全监督工程师,负责机组状态、生产活动的独立安全监督,审查机组活动的合理性和核安全状态控制点的控制。

(6) 生产副总经理有权或授权以书面指令临时改变系统设备的综合控制参数、保护参数;有权下令临时偏离技术规范限制条件运行。

1.3.1.2 机组发生重大异常工况时的调度规定

(1) 停堆停机或停机不停堆瞬态工况。

1) 运行值长负责组织停堆、停机后机组状态安全、稳定性的控制。

2) 运行值通过信息发布系统发出“机组A类故障”(停机停堆)或“机组B类故障”(停机不停堆)信息,收到“机组A类故障”或“机组B类故障”信息的生产相关人员应立即通过各种办法在最短时间之内赶到指定点待命(“A、B类故障管理规定”)。

3) 在机组事故状态基本稳定后,由生产副总经理组织现场事故分析会,确定机组下步状态走向和事件原因分析及组织抢修方案的制定和实施。

(2) 电厂应急状态工况。

1) 运行值长在确定机组进入电厂应急状态后,立即向生产副总经理或授权代表汇报并提出进入应急状态的建议。

2) 生产副总经理在分析、确认并汇报总经理后,直接向值长下达发出某应急状态的命令,值长通过信息发布系统发出进入某应急状态的 BP 机信号。

3) 在安全工程师未到现场之前值长执行事故监督规程(SPI-SPU),安全工程师到现场后接替值长执行 SPI-SPU, SPI-SPU 中的操作执行文件通过值长向运行值操纵员下达操作指令,值长进行总体的协调处理。

4) 电厂应急状态的处理按照电厂应急响应计划执行。

1.3.1.3 重要缺陷检修过程的管理规定

重要缺陷检修是指与核安全、工业安全、停堆、停机、重大设备损坏风险直接相关的系统设备检修。

(1) 由机组运行工程师确定重要缺陷是否需要连续 24h 处理,工作负责人对于需 24h 连续处理的工作应该组织人力资源 24h 不间断轮班工作。

(2) 重要缺陷检修工作负责人应该及时将处理的进展情况汇报当班运行值长或操纵员。

(3) 在重要缺陷的处理过程中,当班运行值长应安排人员现场跟踪,必要时调动人力现场配合。

(4) 在重要缺陷检修过程中若涉及检修困难加大,计划方案需要改变、人力物力需要加强等问题,运行、维修相关人员应在限定时间内将信息汇报至各自领导以便及时协调处理。

1.3.2 生产计划和过程指标管理

核电厂的生产计划主要由数据库管理、日常计划、大修计划、发电计划及指标管理五部分构成,实行的是全程跟踪控制和生产指标考核管理。

1.3.2.1 数据库管理

(1) 负责根据预防性维修大纲、定期试验监督大纲、在役检查大纲、运行技术规范等,编制公司的“十年生产维修数据库”。

(2) 根据公司的“十年生产维修数据库”、日常转大修项目、技术改造等项目等确定年度大修项目。

(3) 根据公司的“十年生产维修数据库”,确定日常生产维修项目,并编制日常年度生产维修计划。

(4) 根据经验反馈、公司中长期计划,进行十年预防性维修计划的升版、优化工作。

1.3.2.2 日常生产计划

(1) 日常维修和试验活动管理。

日常生产计划严格的说可分两部分:一部分是维修和试验活动计划,主要包括预防性维修、定期试验、纠正性试验、工程改造和维修服务支持类活动,由生产计划处和维修处负责编制,生产计划处编制到月度计划,维修处编制周及三天滚动计划;另一部分是运行的活动计划,主要包括运行定期试验、定期切换、设备隔离的执行和一些特殊的机组运行操作,该计划由运行处负责编制。

日常计划保证预防性维修和定期试验按照大纲的要求严格执行,控制生产和维修活动的安排不违反运行技术规范,日常计划的管理主要通过年度计划、月度计划、周计划、三天滚动计划等各类型生产计划控制和监督核电厂生产活动的执行;通过停机停堆小修计划对机组停机停堆小修期间各种

运行或维修方面活动进行指导及控制。

(2) 日常生产计划协调。

协调是生产计划职能的关键体现。日常生产计划的协调功能主要是通过各种类型的计划会和生产早会来实现。通过这些会议,可以使各部门清楚生产活动的计划安排,便于布置工作。同时由于计划会议一般有安全监督部门参加,可充分地讨论项目的风险,对计划的编制做到了严格把关,提高了计划的严肃性和科学性。通过计划会,也可以了解一些项目执行的前期准备情况,及时发现和解决存在的问题,同时也能做到合理调整人力、物力资源的目的。

(3) 日常例会制度。

1) 早会:①生产早会的目的是尽快布置处理影响或干扰机组安全、可靠运行的缺陷和问题;是电厂各部门了解当天机组状态或设备运行状态的窗口。②早会主要包括:每个机组的主要报警和设备缺陷,核安全状况,昨日完成的主要工作,今日拟做的主要工作,异常情况需要协调的问题等。

2) 计划会:①计划会的目的是协调三天滚动计划的编制和项目的执行情况,通报机组状态,协调存在的问题。②计划会由日常计划工程师主持,参加人员有运行工程师、核安全工程师、各专业协调工程师等。

(4) 维修工作过程管理。

工作过程随工作申请的签发而开始,随设备验收和维修报告填写关闭而结束,具体分为 5 个主要过程,分别是:

1) 接受维修任务。主要是指《工作申请票》的填写、审批和分发。

2) 进行工作准备。主要包括《工作申请票》的分票和合票、《工作文件包》的准备,人力、工器具、备品备件、耗材的落实等相关工作。

3) 申请开工许可。主要是指开工许可申请(CMS 及 CBA 中《工作指令单》)的逐级审批、《工作许可证》的准备、隔离的实施及《动火许可证》、《辐射防护许可证》、《射线探伤许可证》等各种特殊作业许可证的申请和批准等工作。

4) 现场执行工作。主要包括隔离边界和安全措施的检查、执行《工作文件包》中工作指令和检修规程、进行品质和功能再鉴定等活动。

5) 进行工作总结。主要是指《维修报告》的编写和进行经验反馈。

1.3.2.3 大修计划

大修计划根据时间阶段分大修准备计划和大修执行计划两类。大修计划力求在安全、质量、工期和成本等方面进行平衡、优化,追求核电厂换料大修的最佳效益。

(1) 大修准备计划。

由于换料大修项目多,涉及面广、交叉影响大。大修要提前几个月开始准备,必须制订一个详细的准备计划,对整个大修准备工作进行指导和控制,确保各项准备工作顺利进行。

为更好地对大修准备工作进行指导和控制,特对大修准备设置节点里程碑,见表 4.2-1。

表 4.2-1 大修准备里程碑

序号	里 程 碑
P0	大修准备开始
P1	提出年备件需求计划
P2	发出大修工作申请单

续表

序号	里程碑
P3	确定外包项目及外包初步方案
P4	出版大修水位图 and 主隔离图
P5	完成外包项目技术规范
P6	确定大修承包商
P7	完成大修工作包准备
P8	完成工作包审查
P9	完成计划编制, 执行预检计划
P10	工作包下发工作负责人
P11	对承包商的培训、考核、授权
P12	大修日例会启动

(2) 大修执行计划。

大修执行计划是整个大修管理的核心, 在大修前两个月必须编制生效完毕。

大修执行计划包括: 主关键路径及水位图、大修主隔离窗口、大修主线计划、核岛检修窗口计划、常规岛检修窗口计划、配电盘检修专项计划、贯穿件检修专项计划、RX 人员出入控制计划等。

大修执行期间, 根据大修现场的实际情况, 采用三天滚动计划的形式来对大修进程进行具体的指导和控制。

大修执行期间里程碑的设置情况, 见表 4.2-2。

表 4.2-2 大修执行里程碑

里程碑	里程碑描述	里程碑	里程碑描述
M0	机组解列	M11	第二次低低水位开始 ^①
M1	进入正常冷停堆	M12	安全壳密封性试验开始 ^①
M2	稳压器人孔门打开	M13	安全壳密封性试验结束 ^①
M3	反应堆水池满水	M14	装料开始
M4	卸料操作结束	M15	装料后水池开始排水
M5	低低水位开始	M18	稳压器人孔门关闭
M6	低低水位结束	M18a	到达正常冷停堆
M7	一回路水压试验结束 ^①	M18b	离开正常冷停堆
M8	压力容器在役检查开始 ^①	M19	进入热停堆
M9	倒列	M20	临界
M10	压力容器在役检查结束 ^①	M21	机组并网

① 里程碑为十年大修所特有。

1.3.2.4 发电计划与电网接口管理

(1) 发电计划。

核电厂的发电计划包括年度/月度及每日发电计划。

1) 年度发电计划的编制: 生产计划处根据公司年度生产经营计划和年度检修计划的要求编制年度发电计划。

2) 月度发电计划编制: 生产计划处根据年度发电计划、月度检修计划以及对下月机组出力的预计来编制月度发电计划。

3) 日发电计划编制: 生产计划处根据月度发电计划和机组状态情况编制日发电计划, 编制完成的日发电计划提交运行处会签, 生产计划处在运行处会签完成后上报电力调度交易中心并抄送运行处。

(2) 电网接口管理。

1) 发电经济指标: 编制年度、季度、月度电力生产统计报表, 发电设备可靠性考核填报。

2) 安全管理: ①涉网安全管理规定的厂内实施。②电网安全专项、特殊检查(迎峰度夏、迎峰度冬、节日、重大会议期间)厂内实施, 并上报实施情况。③针对电网的安全生产形势、安全运行中暴露的薄弱环节和突出问题等, 根据电网要求组织制订和落实厂内反事故措施, 并上报实施情况。④参加电网组织的联合反事故演习, 编制反事故预案, 制订全厂停电事故处理预案, 提高对事故的反应速度和处理能力, 并上报实施情况。⑤事故通报和调查。参加电网企业组织的电网事故调查, 对电网通报的有关电网事故情况、原因及影响分析进行厂内反馈。根据电网要求, 通报涉及电网安全稳定运行的调度管辖设备事故情况, 并及时上报相关事故报告(提供所需的故障录波图、事故时运行状态和有关数据资料)。

3) 调度管理: ①电网调度对电厂的各项规定要求进行管理。②电网调度部门对于机组日发电计划负荷曲线及电量的考核, 出现偏离时要求调整和对考核情况进行管理。当出现偏差时, 进行厂网协调。③对电网特殊时期的机组“调峰”要求, 进行厂网协调, 确定调峰时间和幅度。

4) 电厂涉网设备停复役: 根据对电网管辖范围设备的停复役操作需要, 经厂网协调, 进行月度、日的涉网设备停复役申请。

5) 技术管理: 根据电网对电厂涉及电网运行安全的继电保护和自动装置、调度通信、自动化及发电励磁系统以及并网电厂高压侧及升压站电气设备等内容技术管理考核要求, 组织厂内专业部门的工作落实, 进行厂网协调, 并上报各项技术要求的实施情况。

6) 技术监督管理: 根据电网对于直接涉及电网运行安全的继电保护(其中含发电机静子过电压、静子过励磁、静子低电压、发电机低频率、高频率、发电机失步、失磁保护等)、通信、自动化及安全自动装置、无功调节以及发电励磁系统、一次调频功能、PSS(电力系统稳定性)装置的使用, 失磁、频率与振荡保护及电厂升压站电气设备等应依照电网企业的专业技术和标准纳入接受电网的统一技术监督管理范围的要求, 组织厂内专业部门的工作落实, 进行厂网协调, 并归口上报各项技术要求的实施情况。

1.3.2.5 生产管理指标考核体系

为确保机组安全可靠、经济运行, 全面提高核电厂生产运行管理水平, 全面地反映电厂的生产管理及运行状况, 推行生产管理指标考核体系。

(1) 生产管理指标考核体系的考核范围。

生产管理指标考核范围由大到小, 考核指标遵循由粗到细的原则, 涉及四个大的方面: 生产管理、机组运行维修、安全监督和技术支持。

(2) 考核体系的组织构成及职责要求。

生产管理指标考核体系的运作和管理采用的是分级管理、专项负责的方式进行的, 其管理组织体系见图 4.2-3 和图 4.2-4。

(3) 生产管理指标图解。

生产管理指标考核体系的整个指标结构设置见图 4.2-5。

1) 生产管理指标考核体系中共设置了 11 个一级指标, 47 个二级指标和 188 个三级指标。

2) 11 个一级指标分别为: 指标 A, 核安全状态; 指标 B, 机组运行状态; 指标 C, 系统/设备状态控制; 指标 D,

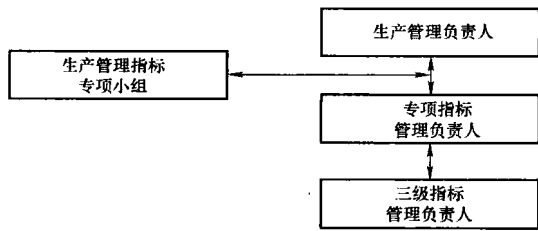


图 4.2-3 生产管理指标考核体系的组织构成

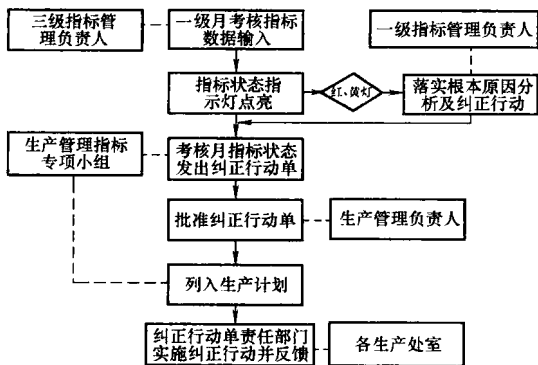


图 4.2-4 生产指标考核管理流程

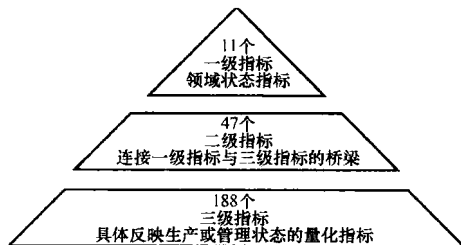


图 4.2-5 生产管理指标考核体系的指标结构示意图

三废控制；指标 E，辐射安全；指标 F，工业安全；指标 G，培训；指标 H，化学指标；指标 I，技术支持；指标 J，安全文化意识；指标 K，管理行动。

(4) 指标状态说明。

各考核指标分别以红灯、黄灯及绿灯表示其状态：

1) 红灯：表示该指标存在较严重或严重的问题，已对生产管理和运行造成了负面影响，是一种应该立即采取纠正行动的状态。

2) 黄灯：表示该指标虽处于受控范围，但已偏离了正常的或良好的状态，是一种应该加强监督或需要进行改进的状态。

3) 绿灯：表示该指标目前运行或管理业绩较为良好。

1.3.3 核电厂的生产文件体系

(1) 根据核电厂生产准备大纲，生产文件的产生可分为下列几个阶段：

1) 在生产筹备阶段确立生产文件框架。

2) 在生产组织机构初步建立后，由各生产处室独立收集资料，查阅设计、设备文件，根据相关职责制定相关管理程序和编写有关技术程序。

3) 在调试阶段，对各种技术程序根据调试程序执行情况和现场设计变更进行验证和修改，然后升版并分批发布生效。

4) 在试运行阶段，根据运行过程中的实际情况再次进行修改完善，形成一套完整的生产文件系统。

(2) 生产文件的组成：

1) 上层文件，主要有国家有关法律、法规、标准和政

策，核电厂执照的申领文件如核电厂选址报告、环境影响评价报告、安全分析报告、职业安全评价报告、职业卫生评价报告及其批准书等。

2) 技术支持文件，主要有系统设计文件，设备制造厂家说明书、土建、安装竣工文件、调试文件等。

3) 程序文件，分为管理程序和技术程序。管理程序包括 PQOM 程序和非 PQOM 程序，技术程序包括运行程序、维修程序、技术服务专项程序、保健物理专项程序等。

4) 记录报告，如运行、维修、记录，质量、事件报告等。

5) 合同文件。

6) 信函及资料。

生产文件体系见图 4.2-6。

1.4 核电厂运行的质量保证

为了保证公众的健康和安全，并保证核电厂运行期间对环境最小的影响，按国家核安全局颁布的法规、导则并参照国家质量管理和质量保证标准，公司制定和实施了核电厂运行质量保证大纲，要求参与核电厂运行和管理的每一个人都必须严格遵守运行质保大纲及有关程序的要求。应由有资格的人员，使用合适的设备和正确的程序在合适的条件下进行各项运行活动。鼓励每个职工向有关的负责人报告安全隐患和不符合的情况，并及时采取纠正行动。公司质量管理委员会定期进行运行质保大纲执行情况和适用性的管理部门审查（通常每年一次），并采取必要的纠正行动或进行运行质保大纲的适应性修改，以纠正管理部门审查中发现的任何不足之处。

1.4.1 质量验证体系

质量验证是对物项、过程、服务或文件是否符合规定要求所进行的审查、检查、试验、核查并将其形成文件的行动。目的是发现是否存在与规定要求有不相符的地方，然后加以纠正，以保证与规定要求一致。核电厂三级质量验证如下：

(1) I 级质量验证。

主要是围绕具体的运行、维修、检查和试验、改造和采购等活动，着眼于工作质量和硬件质量两个方面，其目的是通过验证来确定工作质量，提高设备的可靠性，从而提高大家对核安全的信心。验证方式的选择取决于作业活动对安全和可利用率的影响及作业过程的复杂程度。

I 级质量验证主要包括：工作人员自检、工作人员互检、监护验证、独立验证 [包括安全工程师 (STA) 验证] 和质检员 (QC) 监督。

(2) II 级质量验证。

主要验证核电厂的基本质量管理过程和工作过程，验证符合性和有效性。

II 级质量验证主要包括：质保处的质保监督、质保文件审查和各部门的管理者自我评估。

(3) III 级质量验证。

主要验证质量保证体系运作的有效性、各部门管理计划执行情况和核电厂主要业绩完成情况。

III 级质量验证主要包括：质保处的监察，外部核安全独立评估 (WANO 的同行评估、IAEA 评估)，国家核安全局 (NNSA) 的独立检查，公司的管理部门审查，公司管理层的管理者自我评估、总结。

1.4.2 质量保证的文件体系

(1) 《运行质量保证大纲》是核电厂管理的纲领性文件，

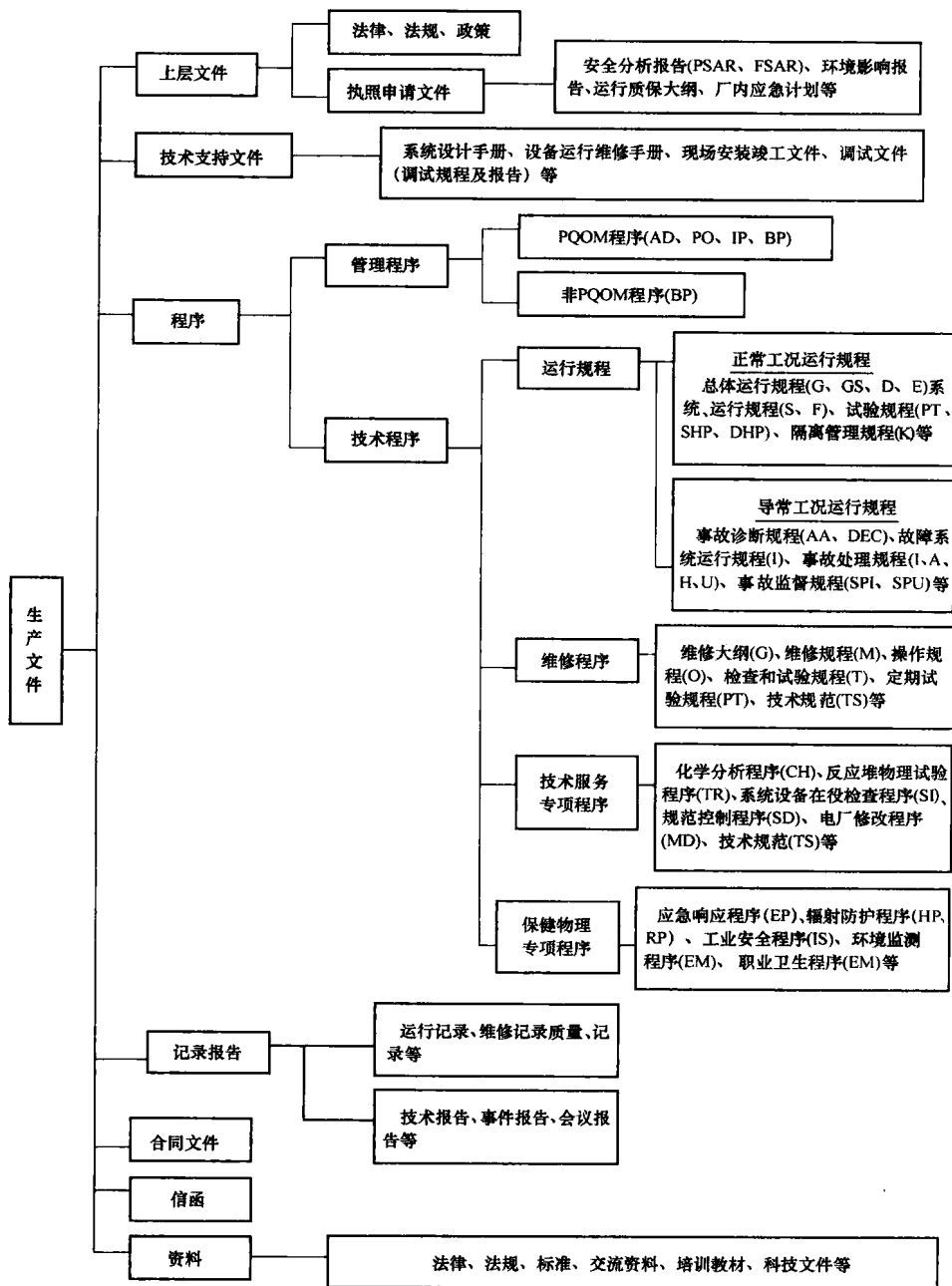


图 4.2-6 生产文件体系

明确核电厂的质量方针、目标、质量保证所需控制的要素、组织机构的职责和权限，对核电厂各类活动质量作出了概括性要求。《运行质量保证大纲》必须由国家核安全局批准生效。

(2) 核电厂质量管理手册(PQOM)包括两个层面的管理程序，第一层是核电厂各质量活动要素的政策性程序，第二层次是执行程序。

(3) 处级管理程序：是IP(厂级程序)的细化或延伸。

核电厂的质量保证文件体系见图 4.2-7，PQOM 程序体系见表 4.2-3。

表 4.2-3 质量管理手册(PQOM)		
章节	名称	编码
第 0 章	电厂质量管理手册概述	QOM
第 1 章	核安全	NSP

续表

章节	名称	编码
第 2 章	组织管理	ORG
第 3 章	文档管理	DOC
第 4 章	运行管理	OPN
第 5 章	维修管理	MTN
第 6 章	检查、监督和试验	TST
第 7 章	环境保护与废物管理	EWM
第 8 章	生产合同、物资采购与供方管理	MAT
第 9 章	培训	TRN
第 10 章	工程改造管理	ENG
第 11 章	经验反馈	DEF

续表

章节	名称	编码
第12章	质量保证与质量控制	QAC
第13章	工业安全与消防	FPS
第14章	信息管理	CMP
第15章	现场保卫	SCY
第16章	辐射防护	RPS
第17章	应急准备与响应	EMP
第18章	设备资产管理	EQM
第19章	核燃料管理	FUL

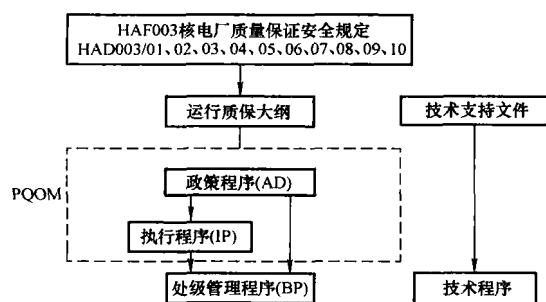


图 4.2-7 核电厂质量保证文件体系

1.4.3 质保监察

(1) 根据运行质保大纲的要求，由质保处每年制定监察计划，执行内部监察和对合同单位的外部监察。监察的频率必须基于技术规范书的要求、活动的状态及其对安全的重要性、以往的经验、总的覆盖面、特殊的试验或运行活动以及对以往监察中发现的问题的跟踪情况。此外，还必须根据管理层的要求来计划和实施监察。计划外的监察可以在任何时候对运行质保大纲的任何领域进行。

对于安全功能有重要方面的监察，应以较大频率对下列各项进行监察：

- 1) 为纠正对核安全有影响的缺陷以及核电厂构筑物系统或运行方式上出现缺陷而采取的措施。
- 2) 核电厂运行限值和条件及审批条件的规定。
- 3) 核电厂人员培训和资格。
- 4) 影响机组安全、稳定、经济地运行的关键要素和领域。

(2) 每次监察必须形成文件（监察报告），监察报告经主管领导审核批准后，发给被监察的部门和核电厂有关部门。被监察部门对监察中发现的问题必须采取纠正措施，监察部门应进行跟踪验证，以了解、掌握和督促纠正措施的有效实施。

1.4.4 质保监督

质保监督以其独有的特点，如随机性、针对性、深入性，在核电厂的质保工作中占据重要地位，有效的质保监督促使电厂的管理走上良性循环的轨道。

(1) 设备缺陷：指质保人员在工作现场发现的设备异常，如设备出现的跑、冒、滴、漏现象，管线的异常振动等。

(2) 程序文件缺陷：核电厂的质量管理要求“凡事有章可循”，即与安全和质量相关的活动必须按照事先准备好的程序或文件执行。这方面的缺陷主要表现在指导管理活动或技术工作的文件或内容缺失或不完善、现有文件与上游文件要求不符、在工作过程中使用了不恰当的文件等。

(3) 人因缺陷：这是作业人员在行为方面的缺陷。核电

厂建立质量保证体系，编制了大量管理程序和文件，其目的之一就是规范员工从事各项工作的行为，减少由于行为不当而造成的质量缺陷。这类缺陷主要指工作人员在作业过程中没有按照管理程序和作业文件的要求工作。

1.4.5 质量缺陷的管理

(1) 核电厂质量缺陷处理体系概述。

在对质量缺陷的管理中，有几个环节是关键，首先是对质量缺陷的预防，其次是对质量缺陷的及时发现，然后是对质量缺陷的及时消除，这三个环节可以称为是对质量缺陷的“三道防线”，形成了一个完整的处理质量缺陷的体系，即：

1) 日常或小修期间发现的一般质量缺陷通过填写工作申请票的方式进行处理。

2) 在大修期间的系统设备和部件的检修活动中，发现任何与初始设计不相符合的设备或部件的异常情况都通过开出 QDR（质量缺陷报告）进行处理。

3) 无论任何时候发现的质量缺陷符合 NCR（不符合项报告）准则的按 NCR 办理。电厂现场发现的不符合项是指通过维修活动预计到不能使物项性能达到与原设计要求一致的质量缺陷。

从上述 QDR 和 NCR 的定义来看，二者的主要区别就在于对质量缺陷的处理是否能恢复到与设计要求一致的水平，如果能恢复到则按 QDR 处理，如果恢复不到则需加强控制，按 NCR 进行处理。

(2) 质量缺陷报告（QDR）的判断准则。

在大修期间的系统设备和部件的检修活动中，发现任何与初始设计不相符合的设备或部件的异常情况都应开出 QDR（质量缺陷报告），具体的判断准则有以下几个方面：

- 1) 用于设备、系统上的零部件或材料，与设计或合同技术规范不符，或无法进行安装。
- 2) 零部件或设备不能按照已获批准的图纸、规范或设计进行安装。
- 3) 材料、零部件、设备或系统结构已损坏，或在超出设计条件的状态（如超压、过电压、过热、过应力状态或其他对其质量有危害的条件）下工作。
- 4) 部件因磨损、腐蚀等缺陷情况，需要更换备品备件或仅需要记录缺陷时。
- 5) 备品备件或加工件材料，与设计材料不符或尺寸超差时。
- 6) 使用非正常检修手段破坏设备或零部件的完整性时。
- 7) 设备零部件等安装时技术数据超出程序规定的标准时。
- 8) 因操作检修不当产生设备零部件损伤时。

(3) 不符合项（NCR）的处理。

对不符合项的处理分两种情况：

- 1) 电厂现场发现的不符合项是指通过维修活动预计到不能使物项性能达到与原设计要求一致的质量缺陷。
- 2) 设备采购中产生的不符合项是指制造商按已有的工艺方案进行处理，不能满足采购文件要求的质量缺陷。

2 核电厂的运行

2.1 核电厂运行组织机构

运行岗位的设置以功能需求为依据，各岗位的编制按实际工作量来设定。机构的设置应有层次，各层次应给予相应

的授权与责任。运行组织机构见图 4.2-8。

2.1.1 运行处处长的职责

(1) 运行处安全、生产的第一责任人,根据核电厂的总体计划负责完成运行处安全生产任务和各项指标。

(2) 确保核电厂的运行符合运行许可证和技术规范要求。

(3) 向值长提供指导和指示以确保达到所要求的工作质量,以及遵守经过批准的运行程序和实践。

(4) 定期向核电厂生产副总经理或总经理助理汇报包括不可用 (IO) 消耗情况、废物管理、机组缺陷等在内的核电厂状况及本处工作。

(5) 不定期向核电厂总经理部汇报重大事件的原因、过程及纠正行动。

2.1.2 运行处副处长的职责

(1) 协助运行处处长完成机组安全运行的有效管理,完成公司总经理部下达的生产任务和运行指标。

(2) 日常生产运行活动的管理及工作质量监督。

(3) 运行程序管理、工程改造、人员培训及经验反馈等方面的工作。

2.1.3 运行工程师的职责

(1) 组织协调跟踪重大运行操作、重大或重要检修活动和活动的风险分析,防范措施的制定及现场执行。

(2) 根据设备的技术规范,跟踪机组缺陷及其处理。

2.1.4 值长的职责

(1) 在运行处处长的授权下直接负责核电厂的核安全和运行安全。

(2) 监督并确保当值的一切运行活动严格遵守运行总则和技术规范。

(3) 对机组的核安全水平和运行安全水平的状况,包括异常事故和严重的运行瞬态情况进行分析和评价。

(4) 在充分考虑核电厂安全和机组可用率的情况下,批准设备或系统退出,批准设备或系统的安全隔离,以便维修或试验。

(5) 保持与电网调度的及时联系,在保证核安全的基础上接受并监督执行电网调度要求的升/降负荷和线路投/退操作。

(6) 密切监督复杂的核电厂标准状态的转化和变化活动,并为操纵员提供足够的人员和技术上的支持。

(7) 审查和批准正常废物排放分析结果,监督当值期间放射性废物管理政策得到有效执行。

2.1.5 主控室操纵员的职责

负责机组的运行监视和控制操作,以及异常与事故工况

下的判断和处理。

2.1.6 现场操纵员的职责

负责组织与实施现场系统设备的运行操作以及现场系统设备运行中常见故障的判断处理。

2.1.7 安全工程师的职责

从安全角度保证核电厂内各项工作与技术规范的一致性与相容性,实施第二层次的技术监督。

2.2 运行管理工作

运行管理工作是指在缺陷管理、大修运行管理、规范化管理、指标考核、培训、经验反馈和交流、技术支持、运行技术改造管理、运行文件管理、应用软件管理、设备标牌标识管理等方面逐渐走向规范。

2.2.1 机组缺陷管理

由技术科设专人负责机组缺陷的管理。根据缺陷性质和处理时机,将机组运行缺陷分为“机组十大缺陷”、“机组长期重要缺陷”和“日常缺陷”。“机组长期重要缺陷”主要是那些日常运行中不能解决或处理周期比较长的缺陷,又根据其涉及专业不同分成了“电气”、“机械”、“仪控”及“其他”四类。“日常缺陷”主要是机组日常运行中发现的且在日常能处理掉的缺陷。

“机组十大缺陷”是处理难度最大的、滚动的综合性缺陷,一般都涉及设计、设备、运行等综合性问题,核电厂对“机组十大缺陷”进行了专项小组负责的管理方式,为每一个具体的十大缺陷确定具体的项目小组负责人,并成立专门的项目小组,由项目小组组长去推动具体缺陷的方案调研、方案准备、方案讨论、方案报批、方案的实施,以增加缺陷处理的效率。在项目小组之上设立了十大缺陷协调组,协调组主要任务是督促各项目组的工作进度、了解各项目组的进展情况、协调项目进展过程中出现的问题。

2.2.2 大修运行管理

(1) 针对大修的重点和难点,成立运行大修组,由运行大修组负责承担大修的运行准备工作,负责运行值和大修办公室的接口协调工作和大修后的总结工作,并不断根据实际情况和人力资源情况采取各种运行人力调配管理方式,各专业系统工程师积极配合运行值工作,提供技术支持。

(2) 由运行大修组提前全面组织和实施大修运行文件准备:

1) 在大修前 5 个月就开始组织人力升版大修 D 规程和定期试验规程。

2) 针对重要专项活动编制专项大修运行规程或运行文件包。

3) 制定好详细的再鉴定项目清单,并且对每个再鉴定项目编写再鉴定规程。

4) 提前分析偏离技术规范的项目,制定专门的安全措施与方案,提前向核安全局提交特许申请。

5) 将运行隔离文件全部标准化并提前录入计算机管理系统。

(3) 优化大修运行计划:运行值的活动统一按照电子日志中的运行计划执行,大修机组的运行计划由运行大修组和机组运行工程师跟踪和细化,以保证与大修进度吻合。

(4) 将复杂繁多的逻辑关系和大修计划绘制成常规岛停运和主隔离逻辑图、核岛主隔离执行逻辑图、一回路水压试验启动准备在线逻

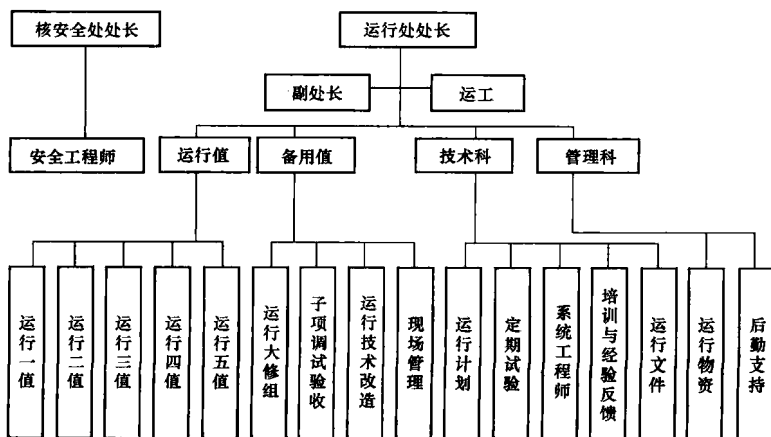


图 4.2-8 运行组织机构

辑图、安全壳打压系统状态准备逻辑图等,使当班值长能快速明白本班执行重点,哪些工作可以同时开工,主线计划方向是什么。

(5) 运行定期试验计划由定期试验组实行分类计划管理,分成日常控制类、机组状态类和再鉴定类,各类试验项目都有专人负责安排计划和跟踪。

(6) 在文件准备期间针对各个流体传输文件包作了专门的风险分析单,同时成立跑水迅速响应小组,以加强三废管理。

(7) 系统工程师全程跟踪各处理设备的工作状态,在设备缺陷或发生其他突发性事件时,及时调整系统运行状态,连续跟踪督促设备消缺进度。

(8) 不断改进运行大修管理政策:在大修前及期间,发布大修相关管理通告,涉及接口管理、授权管理、行为管理、文件管理等多方面内容,切合实际给运行人员提供行动依据。

2.2.3 规范化管理

(1) 根据 PQOM 的总体要求,实施规范化管理,并结合各阶段运行工作的实际情况和管理工作的变化,坚持持续完善和改进各级管理程序和技术程序,对已到审查年限或者管理措施不满足实际需求的程序进行升版。

(2) 运行会议管理和良好建议管理。

定期召开各类工作和管理会议,通过会议集中反映问题和布置工作;并在处内继续实行良好建议反馈管理制度,及时将各方面的意见和想法通过不同的渠道收集上来,并在会上或良好建议单上立即制定解决问题的方法和负责人。通过例会制度和良好建议的反馈制度将处内最新的管理政策和导向最快速、最全面地反馈给全体运行人员。

(3) 实施“运行管理通告”作为管理程序补充的管理模式。运行管理通告作为管理规程有效的扩展和补充,对管理措施的传达和实施起着非常重要的作用。其内容一般涉及人员管理、值班管理、培训管理、工作组织过程管理和计划安排等方面的具体细节要求,由于其有较好的可执行性和能快速传达,使管理措施能得到有效执行。

(4) 运行处主页建设。

进行主页的建设,并不断完善主页内容和范围,通过该主页发布信息和管理政策,发布运行文件和培训资料,实现信息最大共享化。

2.2.4 指标和计划管理

(1) 运行值指标考核管理。

运行值指标考核管理,对指标考核结果进行公示,并与经济收益进行一定程度的挂钩,以此方式提醒、指导全体运行人员规范为实现指标目标而努力工作。

(2) 运行工作计划和总结管理。

按照运行三天滚动计划执行运行操作和定期试验,对于机组运行的工作计划按照运行处周计划、月度计划和年度计划(规划)执行,计划有专人负责编制和跟踪执行情况。计划中最具执行性的就是运行处周计划和运行三天滚动计划,这两个计划应形成电子化管理。对专项活动应编制专项计划。

有计划就要有总结,包括周、月、年总结。运行周、月总结分成两个方面,一方面侧重于机组运行情况的总结,一方面侧重于处内其他各项工作的总结;周总结包括“机组信息周报”和“运行周会纪要”,月总结包括“运行处月工作总结”和“运行处生产月简报”;年度总结是对全年运行处工作的综合性总结。

2.2.5 运行培训管理

培训工作始终是一项重点工作,因为涉及执照人员的系统性培训和选拔,运行人员的基本技能、基本知识和基本素养的培养也是现场运行活动的根本,所以专设了培训工程师负责计划、组织、推动和管理运行处的各项培训工作的开展。

教材是开展教学活动的要素,运行教材应由运行和专业技术人员编制,应组织人力对各种运行教材进行编制、修订和升版,包括基础运行和高级运行教材、操纵员复习题集、操作专集、专项教材等,为运行人员的系统培训提供指导和素材。模拟机培训由专门的模拟机教员负责。

2.2.6 运行经验反馈和交流

专设经验反馈工程师负责对经验反馈工作进行推动和管理,不断规范处内经验反馈制度,对比较重要的事件和异常进行分析和总结,形成专门的会议纪要;针对内部或外部发生的运行事件,组织全体运行人员进行事故预想,并整理汇总,形成正式的事故预想文件发布;组织经验反馈文件的学习,并进行书面考核,促进运行人员及时、全面地掌握事件信息、反馈重点要求,经验教训共享、避免类似事件重复发生。

进行各种形式的交流、互访活动,通过对外交流获取最新信息,把其他厂的好的管理经验吸收为我所用,开拓思路 and 视野。

2.2.7 运行技术支持管理

设立系统工程师负责系统的运行技术支持和技术改造申报、跟踪工作,并协助机组运行工程师和运行值完成系统/设备缺陷的处理、系统运行方式的确定、突发事件处理以及专业运行操作等活动,并负责系统相关的规程、文件、图纸进行完善和修改,提高运行工作文件的有效性,并通过日常巡检对运行参数进行跟踪和分析。

“运行技术通告”的技术信息发布,是运行重要的技术信息发布文件,其内容包括环境信息相关、机组缺陷信息、技术改造信息、设备使用及运行信息、机组运行状态控制信息、技术文件的使用和有关规程的学习通知等。通过发布相应的技术通告,对运行人员提出了明确的技术要求。

2.2.8 运行技术改造管理

新机组在设计和设备方面存在着较多需要改造的地方,一方面设立专门的跟踪和接口负责人负责申报、跟踪运行处提出的技术改造项目,另一方面组织全处人员提出有价值的技术改造项目,对于经过技术委员会批准的改造项目由机组运行工程师和处领导不断推动执行部门尽快实施,并将只能在大修中实施的项目反馈到运行大修组的改造项目,在稳定机组运行、减少人力成本、提高机组效率、减少机组运行潜在风险等方面发挥效益。

2.2.9 运行文件管理

专设运行文件管理人员,负责运行文件的格式、流转、修订、生效和控制管理。

通过内部分工调整和加强与信息文档处的协作,规定文件管理和流转的方式方法,提高文件流转的效率,同时也更便于现场文件站使用;再就是不断根据现场实际需要和管理需要,及时增加、调整和改善各现场文件站的文件结构和硬件设施,编制典型操作文件,定期对主控、隔离办等文件站文件夹进行清理和更换;最后就是充分利用运行处主页这个信息平台将运行文件最大化共享,便于现场运行人员的使用和学习。

2.2.10 运行应用软件的开发和管理

为了提高运行管理和运行工作的效率,对各项工作和运

行记录应实行规范的电子化管理,组织开发运行管理的应用软件,包括CBA(计算机辅助隔离)系统、ELB(主控电子日志)系统、ODMS(运行数据统计和分析)系统、“运行定期试验管理系统”和“设备快速定位系统”等。

2.2.11 设备标牌标识管理

设备标牌标识的管理工作由设备标牌管理员负责组织设备标牌标识的制作和现场挂牌粘贴等。

2.3 运行文件

运行文件主要分为管理文件和技术文件两大类。

2.3.1 管理文件

主要包括电厂质量管理手册(PQOM)中要求编写的管理政策(AD类)执行程序(IP类)和处级管理程序(BP类)。运行管理文件见图4.2-9。

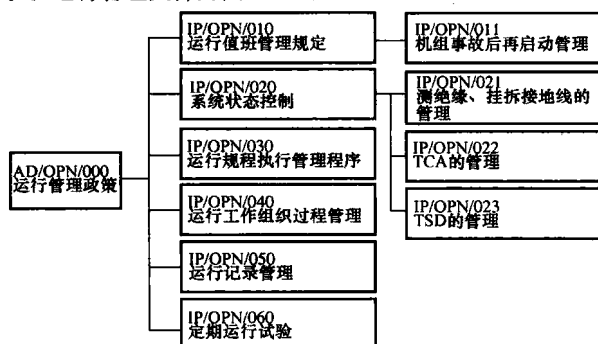


图 4.2-9 运行管理政策及执行程序框架示意图

2.3.2 技术文件

2.3.2.1 运行技术规范

运行技术规范是机组正常运行期间所必须遵守的技术条件。严格执行运行技术规范是机组正常运行期间核安全得以保证的最基本的管理要求,只有这样才能确保核电厂始终处于安全分析报告所设定的运行范围内,从而保证在出现误操作或故障甚至事故的情况下,设备和系统能够按照其设计要求发挥其应有的功能,限制和缓解事故的后果。对运行技术规范的偏离,甚至是暂时的偏离都必须经过深入细致的安全分析与评价以保证核电厂安全水平不会因此而有所下降。

(1) 作用。

1) 定义了正常运行状态的限值,使机组维持在安全限值以及反应堆设计范围内,任何超出这一范围的运行都是禁止的;

2) 规定与核安全功能必不可少的控制、保护和专设安全设施的可用性及保证事故处理规程的可实施性;

3) 更进一步规定了当发现偏离设计,且这一偏差影响到核安全水平时,以及当出现所需的某一核安全的功能不可用或超出正常运行状态时,应采取的纠正行动和措施。

(2) 内容。

《运行技术规范》涵盖了从功率运行直到堆芯完全卸料的9个标准运行工况,对于每一标准运行工况,《运行技术规范》均定义了应遵守的运行范围。

1) 规定所需的设备和系统。

对于每一标准运行工况,《运行技术规范》均定义了应该可用的核安全功能。

① 可用与不可用的定义。某一系统或设备是可用的,是指该系统或设备在无任何延时的情况下,能够充分表明它有能力完成其设计的功能。所有与上述条件不相符合的系统或设备,均认为是不可用的,一般称 IO。

② 不可用性的分类。偶发性不可用。它是某一相关设备功能异常的意外发现,是通过运行设施的某一手段检测的,这一类型的不可用是突发性的、随机性的。计划性不可用。这类不可用的出现周期和原因是预先设定的和可知的,这类不可用称计划性不可用。其他不可用。这类不可用既非偶发的也非计划性的,这种形式的不可用是进行某一改造或进行某一特定的监控而造成的不可用。

2) 规定事件情况下应采取的措施。

当机组状态与有关运行技术规范的条例不相符时,称作事件,例如超出运行状态的限值,某一必需设备出现不可用等。对每一运行状态,运行技术规范均规定了当发生某一设备不可用时应采取的措施,如后备状态、后撤时间或修复期限。所采取的措施取决于不可用的所属类别。

① 不可用的类别。

第一组不可用。第一组不可用一般是指影响到运行期间应遵守的与核安全相关的设计假设、反应堆停堆与保护系统及专设安全设施的不可用。这一组的不可用的出现意味着三道屏障失效的风险增加,放射性后果超过设计限值的机会增加。因此,第一组不可用与堆熔风险以及三道屏障的完整性相关。

第二组不可用。这一组的不可用与事故工况下对机组进行控制、诊断和监测的设备或系统失效有关。

② 后备状态。是指反应堆的某一状态,在这一状态下不可用对反应堆的核安全的影响较小。当发生某一不可用时,运行人员通过使用正常的运行规程将机组从某一运行状态后撤到后备状态。

③ 安全期限与修复期限。安全期限是指反应堆后撤到后备状态的操作必须在这一期限内开始。留有这一期限的目的是在于对事件进行诊断、评价、修复以及后撤到后备状态的准备工作等。修复期限是指用来干预并重新恢复某一必需设备的可用性所允许的期限。

④ 发生第一组偶发不可用时应采取的措施。《运行技术规范》详细规定了其安全期限,或者说修复期限及切换到后备状态所需的最长时间。

⑤ 发生第二组偶发不可用时应采取的措施。这类不可用通常都规定了修复期限或应采取的纠正行动。

⑥ 计划性不可用应采取的措施。引起第一组不可用时应采取的措施:

预防性维修:只有技术规范限制条件中准许的设备或系统才允许进行预防性维修。

定期试验:只有《定期试验监督大纲》要求的以及国家核安全局批准的定期试验方可进行。

如果机组已存在某一个第一组不可用事件,或者某一事件处理规程正在应用中,则禁止进行可能引发第一组不可用事件的预防性维修或定期试验。

引起第二组不可用时应采取的措施:

其相应的措施与发生偶发第二组不可用事件时应采取的措施相同。

⑦ 其他不可用情况下应采取的措施。

对于发生既非偶发不可用又非计划性不可用的情况,也分为以下两种形式考虑:

引起第一组不可用,应预先进行风险分析与评价,并向国家核安全局提出暂时偏离技术规范的特许申请。

引起第二组不可用,其相应的措施与偶发不可用事件的情况相同。

2.3.2.2 运行规程技术文件体系

技术文件的作用和包含内容各有不同(见图4.2-10),

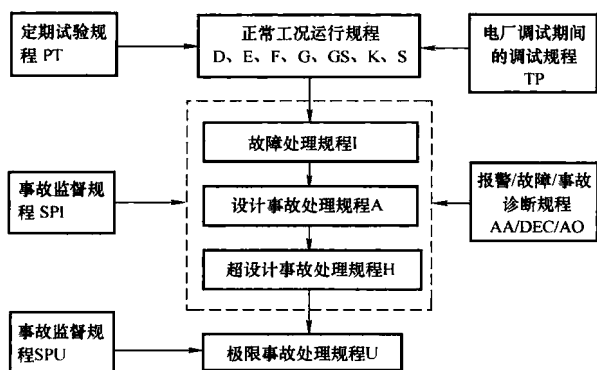


图 4.2-10 运行规程技术文件体系结构示意图

大致可划分为以下几类：

- ① 对每个系统制定系统正常运行规程（“F”和“S”型）。
- ② 机组总体运行规程（“G”、“GS”和“E”型）。
- ③ 机组换料和大修运行规程（“D”型）。
- ④ 行政管理规程（“K”型）。
- ⑤ 系统报警手册（“AA”型）。
- ⑥ 系统运行定期试验规程（“PT”型）。
- ⑦ 事故诊断规程（DEC、A0）。
- ⑧ 机组故障/系统故障处理规程（“I”型）。
- ⑨ 机组事故处理规程（“A”、“H”和“U”型）。
- ⑩ 事故监督规程（“SPI-SPU”型）。

它们的具体区分及相互关系如下：

- (1) 总体运行规程（Go, G, Gs）。

1) 标准状态定义的规程（Go）：是定义反应堆标准状态（冷停堆，热停堆，中间冷停堆等）的规程。在这些标准状态内，使用总体运行规程。

2) 总体运行规程（G, Gs）：指导系统或回路总体启动或停运。

- (2) 系统运行规程（F, S）。

系统运行规程详细描述一个系统在启动、停止、跟踪和监视要执行的所有运行活动，同时也详细描述一些故障。

- (3) 换料/大修规程（E, D）。

这类规程与总体运行规程相似，但仅用于换料大修，它详细描述机组停运，启动或维修要执行的总活动，对于一些特殊活动附有系统运行规程文件包。

- (4) 行政管理规程（K）。

这类规程详细描述行政管理总原则，给出了机组运行在某一状态下所必须采取的一些安全措施，主要是隔离和解除隔离的方法和规定。

- (5) 定期试验规程（PT）。

定期试验规程是用于定期检查系统或设备的可用性，或在维修活动后重新鉴定该系统或设备的功能，分以下三类：

1) 设备或整个系统的定期试验：这类定期试验是为了在维修后进行再鉴定或定期检查电厂设备或整个系统的良好可运行性。

2) 静态控制点的定期试验（SHP）：这类试验在一回路中间标准状态中使用，用来检查所给定的标准状态所需要的安全设施的可用性。

3) 动态控制点定期试验（DHP）：这类试验在机组从一个标准状态改变到另一个标准状态时使用，用来检查机组过渡到另一个标准状态所需要的安全设施的可用性。

- (6) 故障运行规程（AA, I）。

1) 系统报警手册（AA）：每一个报警有一个行动表，每个系统的所有报警行动表组成报警手册。

2) 系统故障运行规程（I）：系统故障规程详细地描述了一个发生故障的基本系统，要求值班人员应立即执行的一些操作，也描述了使故障系统或设备处于安全状态应执行的操作。

- (7) 事故规程（I, A, H, U）。

当机组发生事故时，使用此类规程。事故规程分为几个等级，在机组不同事故等级使用不同规程。事故规程的 I 类不同于故障运行规程，它处理的事故已经不是某个基本系统发生故障，而是有可能导致放射性外泄（如一回路过裂）的事故。主控室操纵员可以利用规程使机组保持安全停机状态。A 类事故规程用于设计基准事故，设计基准事故在电厂设计中已经假想过并设计了安全设施，且在安全分析报告中进行了详细计算，主控室操纵员可以利用 A 类事故规程保证反应堆的冷却，使放射性释放在许可限度内。H 类规程和 U 类规程分别适用于超设计基准事故和极限事故。

SPI、SPU。异常工况下和极限工况下的连续监视规程。

SPI 规程。在发生紧急停堆或出现紧急停堆要求时安工使用 SPI 规程监视次临界、蒸汽发生器可用性及一回路过裂参数和安注系统可用性、安全壳喷淋系统、安全壳内放射性无紧急停堆的预期瞬态过程（ATWT）和失去高压安注情况。

SPU 规程目的是验证操纵员在执行 U1 规程时应完成的各项操作。

ATWT。由于共模故障使得停堆棒不能插入堆芯造成无紧急停堆的预期瞬态，包括正常给水丧失、非应急交流电源丧失。

2.4 机组正常工况下的运行管理

2.4.1 机组状态管理与控制点设置

1) 机组状态管理根据其所处工况不同，共设置了九个标准状态，它们分别是换料冷停堆、维修冷停堆、正常冷停堆、单相中间停堆余热排出系统连接、正常中间停堆余热排出系统可用、正常中间停堆余热排出系统隔离、热停堆、热备用、功率运行。

2) 控制点的设置：分别设置了状态变化的动态控制点（DHP）和静态控制点（SHP）。根据核安全和机组运行的要求，分别定出在不同机组状态处于可用的系统和设备。动态控制点是机组从一个标准状态过渡到另一个标准状态的要求，在相关程序中规定了确保在状态改变前恰当的先决条件和所需要安全系统的可用性。静态控制点是机组停留在某一标准状态时所需的连续监控的要求，在相关程序中必须确保这个标准状态所必备的安全系统、设备的可用性。

控制点建立的目的是为了控制机组在不同状态和状态改变之前与运行技术规范相符。技术规范对每种标准状态的反应性都有很明确的定义，说明其限制条件，并列出了每个状态为实现冷却、反应性控制和放射性屏蔽三大安全功能所需要的设备。

主控室操纵员负责选取恰当的控制点程序。控制点程序必须由值长校核，主控室操纵员负责控制点程序的执行，只有当值长核实满足了控制点中所规定的所有条件，经安全工程师验证和批准签字后才允许进行状态的改变。

2.4.2 系统状态管理

核电厂有数目庞大的系统，每个系统的运行状态直接影响到整个核电厂的安全运行及各项性能指标。系统状态管理的目的是要确保系统状态符合设计和运行技术规范要求，确

保系统和设备以安全可靠的方式运行。

根据机组运行状态的要求或根据系统设备状态的要求,可以有几种状态:正常运行状态、备用状态、停运隔离状态、隔离检修状态、品质再鉴定状态、功能再鉴定状态,其中正常运行状态和停运备用状态认为是“可用”状态。

正常运行状态:根据机组状态的要求,被置于正常运转的状态;

备用状态:根据机组状态或运行切换周期的要求停运,处于随时被启动的状态;

停运隔离状态:系统停运,其动力源、流动介质都处于隔断、分离状态,此时系统被退出可用状态;

隔离检修状态:由于须对系统中的某些部件或整系统进行预防性或纠正性维修而被隔离并流体被排空的状态,此时系统为不可用状态;

品质再鉴定状态:确保经过维修的设备的技术参数满足要求,或系统进行各项性能的测试等工作。

功能再鉴定状态:由运行人员对系统或设备运行参数进行全面的测试,保证维修活动不破坏任何核安全参数,并在投运之前检查系统是否还能执行其安全功能。

2.4.3 系统在线

系统在线是将系统和设备置于特定运行方式所要求的状态的一系列操作,是核电厂工作中的一项非常重要的运行工作。包括设置整个或部分系统(阀门和传感器)以及辅助设施(供气、供电)的一系列操作,其目的是在系统投运(或停运)之前。将整个系统或部分系统的设备按启动(或停运)的要求设置到相应的状态。核电厂一般有五种在线:机组启动前大修后,各系统重新启动前的在线;维修和设备或系统解除后的重新在线;因机组或系统状态变化而实施的在线;定期试验和进行品质再鉴定工作而做的特殊在线;用于流体传输的特殊在线。

核电厂的每项在线活动应包括下列步骤:

1) 在线文件的准备:在线文件中应标出在线的机组、系统,在线要求达到的目的,各项操作的内容及特殊事项;

2) 在线的执行:主控室操纵员根据在线计划负责在线操作的协调、落实,并监督、检查实施情况,分析在线过程中可能出现的故障和异常及处理。监护人和操作人应严格遵循操作单上操作顺序,准确记录所进行的每一项操作。

2.4.4 流体传输

核电厂对流体传输实施严格的控制和管理,目的是保障核安全和工业安全、严格控制对环境的污染和废液排放、保护环境。

实施流体传输前应做好充分的准备和分析,通常用标准的运行规程或化学分析/跟踪单指导流体传输的操作。

2.4.5 行政隔离和运行隔离

(1) 行政隔离是一种保证与核安全相关系统和设备的部件处于正确位置的隔离,分为以下两类:

1) A类行政隔离:无论机组在什么状态下,都须永久性实施的行政隔离,它保证某些回路的正确状况。

2) 其他类行政隔离:机组处于特定状态下所要求的行政隔离。

(2) 运行隔离是一种用于避免对设备误操作的隔离,用于防止在检修前由于设备偶发性故障对设备或人身造成危害。运行隔离分为三类:

1) A类:永久性实施,只有在维修或试验等情况下才可解除或中止。

2) B类:机组处于特定状态下所要求的运行隔离,主

要适用于大修活动。

3) C类:因设备突发性损坏而又无法及时维修时实施的运行隔离。

2.4.6 专项操作单

专项操作单一般包括以下内容:系统及编码、版次、页码、项目、系统或设备状态要求、风险和对策、风险类别、摘录的规程号、编写、审查、批准人签字、操作核对内容、系统简化流程图。

2.4.7 定期试验

(1) 定期试验周期是指定期试验的时间间隔,以周、月和年或燃料循环为单位。

定期试验的周期按照下述方法制定:

1) QSR(核安全相关系统)系统和设备定期试验的周期来自定期试验监督大纲的要求或生产厂家对设备的监督要求;

2) 非 QSR 系统和设备定期试验周期由定期试验规程确定。

(2) 定期试验的实施。

试验文件应包括以下内容:试验目的,即本试验要试验的设备或系统,本试验对机组状态的要求。主控室操纵员应根据系统设备的可用性,限制条件和由于试验将导致的核安全相关系统或设备不可用情况来确认试验的可行性;试验相关的经验反馈;试验过程;试验需要哪些人员的参与或配合。

(3) 试验完成后,主控室操纵员应检查所有操作是否已按要求完成,然后填写试验报告,包括与定期试验监督大纲准则相关的试验结果。

2.4.8 工作许可证管理

核电厂利用辅助隔离的计算机软件系统(CBA: computerized blocking assistance)来实施工作许可证的管理。

2.4.8.1 CBA 系统

CBA 系统由 4 个模块、24 个程序组成。

(1) 申请模块,包括 P01 建立隔离申请、P02 修改隔离申请、P03 审批隔离申请和 P04 查询隔离申请等 4 个程序。

(2) 隔离模块,包括 P05 隔离准备、P06 紧急隔离准备、P07 确认隔离、P08 修改隔离、P09 查询隔离、P10 准备解除隔离和准备中止隔离和 P11 确认解除隔离和确认中止隔离等 7 个程序。

(3) 隔离移交(TOB)、临时运行移交(TOTO)模块,包括 P12 申请 TOB, TOTO 票和 P13 审批 TOB, TOTO 票等 2 个程序。

(4) 管理模块,包括 P14 设备管理、P15 管理 PI(预定义指令)、P16 设备基本系统管理、P17 查询隔离票历史、P18 查询正在执行的隔离票、P19 人员管理、P20 用于功能扩展、P21 传递设备和传递 PI、P22 功能再鉴定管理、P23 再线(LINEUP)管理和 P24 临时控制变更(TCA)管理等 11 个程序。

2.4.8.2 CBA 系统的用户

CBA 系统的用户分为 5 级:

1) 0 级用户:只能进行查询操作。

2) 1 级用户:工作申请人。

3) 2 级用户:维修计划工程师。

4) 3 级用户:运行工程师。

5) 4 级用户:隔离经理。

2.4.8.3 模块功能简介

(1) P01:用于建立隔离申请票。

其中1, 2级用户可建议5种申请票: 1为工作隔离申请(W), 2为试验隔离申请(T), 5为特殊作业隔离申请(X), 6为使用外源隔离申请(R), 7为介入工作申请(I)等。

3级用户可建立两种申请票: 3为行政隔离申请(A), 4为运行隔离申请(O)等。

它根据所申请工作的主设备、自动显示当前相关的隔离票, 以提醒工作许可证申请人。在此程序下, 申请人可以根据需要, 选择申请指令并可调用PI(预定义指令), 并进行指令的修改, 计算机将自动为用户提供申请号。

(2) P02: 用来修改各种申请票的基本信息及指令。

本程序根据输入的申请号, 显示申请票的基本内容、工作申请人、可以进行申请票基本内容的修改, 修改指令、删除申请和打印申请票。

(3) P03: 2, 3级用户用于批准申请票。

2级用户用于审批“尚未审批的票”和“维修工程师批准的票”, 可修改基本内容和指令。

3级用户可审批“维修工程师批准的票”、“运行工程师批准的票”和隔离经理阻止的票, 只能审批和修改指令。

此程序自动显示票的基本内容和相关工作票, 供用户参考和提醒功能, 并可选择功能再鉴定要求。

(4) P04: 用于查询各类申请票。

本程序可供所有用户使用和所有终端使用, 可任意选择:

- 1) 列表尚未批准的申请票。
- 2) 列表已被维修工程师批准的申请票。
- 3) 列表已被运行工程师批准的申请票。
- 4) 列表被阻止的申请票。

并可以根据机组、系统、开工日期、隔离码选择显示范围, 显示顺序可按申请号或设备编码顺序排列。

(5) P05: 隔离经理用来批准并形成隔离票。

隔离经理可以利用此程序处理下列申请: 工作隔离申请(PW); 试验隔离申请(PT); 行政隔离申请(PA); 运行隔离申请(PO); 特殊作业许可证申请(PX); 使用外源许可证申请(PR); 介入许可证申请(PI)。

隔离经理在对工作许可证申请进行审查、分析时, 严格按照工作票的准备的要求进行全面、细致的考虑以后, 使用本程序处理工作票申请。

计算机根据输入的设备工作申请隔离号, 显示申请票的基本内容。隔离经理可以根据需要, 选择阻止申请, 将PW申请票转为PX申请或审批处理, 在审批申请票形式或工作票时, 隔离经理可以选择做主票或将许可证申请设置为子票, 并可选择调用PI程序等。

P05程序是隔离经理处理工作许可证申请, 进行安全设施设置和工作过程管理的主要程序。在此程序中, 计算机将为隔离经理提供相关隔离票信息及其相容性, 提醒隔离经理在准备此项工作中涉及的工作票冲突, 隔离经理利用此程序处理工作许可证申请, 将工作准备中涉及的问题进行处理, 包括:

- 1) 设置为主隔离、补充主隔离或子隔离。
- 2) 选择PI程序, 作为隔离指令简化和规范隔离指令。
- 3) 显示隔离指令。
- 4) 准备隔离指令。

根据不同工作票性质, 对指令进行处理。计算机在隔离经理处理工作指令时, 会自动显示每一条指令所涉及的相关工作票, 对违反工作票管理规定的措施, 提醒隔离经

理工作冲突的存在和自动阻止工作票准备, 避免违反管理规定。

(6) P06: 用于由隔离经理建立紧急隔离。

此程序的使用参照工作票管理规定, 有详细和明确的条文, 它结合了P01, P03, P05程序的过程, 对工作票的处理按照P05的过程进行。

(7) P07: 用于隔离经理批准隔离票, 并打印隔离证书。

在隔离已完成, 操作单已执行或没有操作内容, 相应现场执行内容中措施的有效性得到验证, 才能调用此程序, 进行确认。在P07程序确认时, 隔离经理就承担起对相关工作票的责任。

(8) P08: 用于隔离经理修改隔离票, 并打印操作单和标志牌。

修改程序中可以修改的内容, 包括:

- 1) 基本票可修改为主隔离、补充主隔离或子隔离。
- 2) 补充主隔离及子隔离可修改主隔离号, 但不能修改属性。
- 3) 子票可修改为基本票, 无子票的主隔离可修改为基本票。
- 4) 修改工作指令单表项。
- 5) 选择PI。
- 6) 修改隔离指令和试验指令、注释指令。

P08程序在修改指令时, 具有P05程序同样的指令处理功能, 可以自动提供相关信息, 经过P08程序后, 工作许可证必须重新经过P07程序确认。

(9) P09: 用于查询隔离票信息, 也可查询PA, PO票被其他票修改情况, 并可列表隔离票清单。

(10) P10: 隔离经理用于“准备解除隔离”和“准备中止隔离”。

在本程序中, 仅对隔离票进行解除隔离或中止隔离标识。在P10程序中, 当票中有功能再鉴定时, 可用此程序进行处理。

(11) P11: 用于确认解除隔离和确认中止隔离。

隔离经理在确认解除隔离或中止隔离操作已经完成, 且达到预期的工作效果, 系统已按照主控制室操纵员要求设置并交主控制室操纵员管理, 则以P11确认解除。工作票从相关数据库中清除, 登记到历史数据库中。

(12) P12和P13: 用于申请TOB, TOTO票。

此程序用于申请、列表、查询和修改未经批准的TOB, TOTO票, 并可用于解除已批准的TOB, TOTO票。

TOB, TOTO是指系统、设备在从安装到调试, 从调试到完工交接的过程管理。

(13) P14: 用于管理设备。

P14功能包括: 查询设备, 查询设备隔离状态, 设备信息列表, 增加设备, 修改设备信息, 删除设备, 修改设备状态, 信息管理。它适用于所有用户, 但区别不同授权用户。增加设备、删除设备、修改设备信息、修改设备状态四项功能仅用于隔离经理对设备管理的要求。

(14) P15: 主要功能是管理PI(预定义指令)。

用户级别不同, P15可用的初始屏幕不同, 隔离经理授权使用预定义指令的修改、处理等管理职能, 而其他1, 2, 3级用户只能查询隔离经理PI和查询、处理维修工程师PI。它的主要作用是帮助隔离经理和维修工程师管理预定义指令, 以减少他们重复工作的量, 但PI的使用必须符合相应的条件, 其最终安全条件由隔离经理根据工作指令进行确定。

(15) P16: 用于管理设备基本系统。

此程序是授权使用, 用户必须有设置系统功能授权才可使用, 包括基本系统列表和基本系统维护。

(16) P17: 主要功能是查询隔离票历史。

此程序下, 可以根据需要, 选择时间、机组号、系统名、设备号和设备类别进行查询, 并按时间或设备编码进行列表, 它帮助用户查询工作票的历史情况。

(17) P18: 查询正在执行的隔离票。

P18 程序使用户可以根据票的属性、来源、机组号、形成时间、类型、系统名、应返回时期范围等条件查询所有还在执行的工作票。

(18) P19: 人员管理。

(19) P20: 用于功能扩展的程序。

(20) P21: 主要功能是传递设备和传递 PI。

此功能将某一机组中某一系统的所有设备有选择地传递到另一机组的同一系统中, 计算机自动将原机组号上的设备经处理后, 传递到另一台机组的数据库中, 或将原机组的 PI 传递给目标机组。

(21) P22: 再鉴定管理。

(22) P23: 在线的管理。

类似于 PI 管理功能, 将设置一个标准的再线状态文件包, 供隔离经理在再线时使用。

(23) P24: 用于 TCA (临时控制变更) 管理。

本程序可实现 TCA 操作单的查询、增加、修改、删除等功能。

在 CBA 所有程序中, 用于工作票管理主要是申请模块和隔离模块程序, 其他的功能为辅助管理功能, 工作票管理的两大模块体现了工作票从申请到解除的全部过程, 体现了隔离工作的管理手段, 是隔离经理有力的辅助管理手段。

2.5 机组大修工况下的运行管理

大修中运行部门是大修期间的核安全责任者, 必须确保大修期间机组的核安全, 其直接担负的大修任务包括: 将机组安全地停运; 有关系统排水、排油、泄压; 进行各种机组状态转换; 大修运行定期试验; 维修、改造等活动后的功能再鉴定; 设备、系统启动前的准备、在线、冲洗、启动; 机组充水、升压、升温、临界、冲转、并网、升功率直到 100% 满功率等。

通过作业许可证制度, 为各种维修、试验、考验、探测、监测、改造和装卸料活动提供保障人身安全、核安全、设备安全以及尽可能方便、适宜的作业环境。通过制作、签发、回收工作许可证, 进行工作任务和工作指令的审查、作业条件和作业窗口的确定, 然后制作和签发工作许可证, 实施作业现场可能需要的作业配合。作业结束的现场确认、现场隔离措施的解除、工作许可证的核销等。

深层次地介入到大修计划, 特别是大修三天滚动计划的制订和审查, 以确保大修计划的科学性、合理性、有效性。

2.5.1 运行大修组组织机构和岗位职责

成立运行大修组, 通过审查准备工作文件, 合理控制机组状态及检修窗口, 以及对大修异常问题的及时跟踪处理等手段, 实现对大修活动的有效控制。

在大修开始前几个月, 组建运行处大修组织机构, 运行大修组各岗位在职责明确的基础上, 还必须能够相互重叠、相互替代、相互支持, 以提高整体运作效率和工作质量, 运行大修组的组织机构见图 4.2-11。

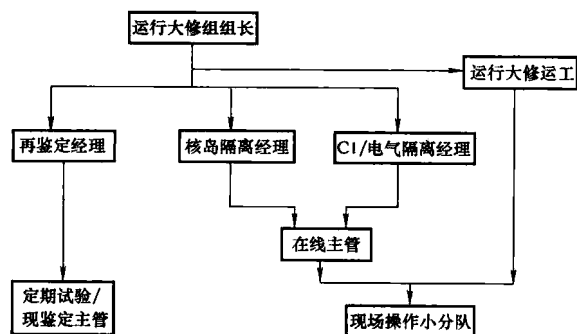


图 4.2-11 运行大修组机构组成

大修期间运行大修组, 作为大修机组运行工作的项目管理组织机构, 在运行处处长授权下负责运行处大修工作的总体组织、执行文件准备、计划制订和跟踪、风险分析与控制、内外工作协调、遗留问题跟踪及专项运行活动的执行。运行值作为大修活动的执行者和大修机组状态的现场管理者, 通过大修组接受大修指挥部的任务分派和指令, 负责控制大修机组满足运行技术规范的要求, 满足核安全要求, 保证机组处于安全状态, 实施或执行大修机组状态变更的运行活动和操作, 完成运行处大修经理委派的大修工作。

(1) 运行大修组的具体工作。

1) 根据机组大修的程度和系统的状态, 合理制定每天、每班的运行工作, 通过大修主线滚动计划, 安排各值的大修运行工作。

2) 负责大修机组所有运行活动执行文件的准备, 向运行值提供大修运行总体规程、定期试验文件、设备隔离及主隔离文件、设备再鉴定文件、系统设备在线文件等运行操作执行文件。

3) 负责向运行值提供大修机组的状态和工作信息。

4) 在大修期间向运行值提供技术支持, 执行阶段对机组重要状态转换、重要定期试验执行、重大设备再鉴定、主隔离实施和修改、遗留问题清除提供支援和跟踪。

5) 负责部分专项运行活动的现场实施。

(2) 岗位职责。

1) 运行大修组组长职责: 受运行处处长委托, 全面负责大修机组运行活动的准备、控制、遗留项处理以及经验总结和反馈, 并且全面负责运行处大修组内部管理和对外协调。

2) 运行大修组工: 受运行处处长委托协助运行大修组推动运行计划的实施。

3) 核岛隔离经理: 全面负责核岛隔离及在线工作。

4) 常规岛隔离经理: 全面负责大修常规岛和电气隔离及在线工作。

5) 再鉴定经理: 全面负责大修机组的再鉴定活动, 总体协调系统、设备的功能再鉴定和部分品质再鉴定。

6) 定期试验/再鉴定主管: 接受再鉴定经理的直接领导, 全面负责大修前的再鉴定文件包准备以及机组大修期间的运行定期试验工作和再鉴定活动的现场实施。必要时, 代行再鉴定经理的职责。

7) 在线主管: 接受大修隔离经理委托全面负责大修期间的在线工作, 包括文件包准备、现场实施和遗留项清理。

8) 现场小分队: 在工作许可票高峰时实施隔离, 在线

高峰时实施部分在线工作,再鉴定部分工作,在线遗留项清除,在线关键点检查,行政隔离清理等。

9) 值长:受运行处处长委托,在遵守技术规范、定期试验监督大纲以及运行程序要求的前提下,根据运行计划和大修运工指令,全面推动、控制和管理当班大修活动。

2.5.2 大修运行文件的准备

大修运行文件由运行大修组负责准备,运行文件以D规程为主体文件,辅以隔离文件、系统操作文件、系统再线文件、定期试验文件、设备再鉴定文件、流体传输文件、系统冲洗以及其他临时的或特殊的操作指令文件组成。

(1) 大修运行总体规程。

D规程描述了从大修前两周到满功率运行的几乎所有运行操作细则和要求,是大修期间运行活动的指引线。通过D规程,引导操纵员执行相关的子文件。

1) D21——换料大修准备—过渡到热停堆状态—除气—硼化。

2) D22——反应堆从热停堆状态冷却至170℃。

3) D23——反应堆从170℃冷却至停堆状态、氧化。

4) D24——反应堆—回路泄压。

5) D25——反应堆—回路排水至RRA低水位运行区间及—回路吹扫。

6) D26——卸料前准备—卸料—排水至低水位。

7) D27A——反应堆打压试验。

8) D27B——反应堆压力容器检查。

9) D28——装料前准备—装料—排水至法兰面。

10) D29——反应堆扣盖及—回路充水排气。

11) D30———回路加热至80℃。

12) D31——化学平台及加热至177℃。

13) D32——RRA隔离及加热至热停堆状态。

14) D33——临界及备用状态。

15) D34——反应堆升功率至100%FP。

(2) 隔离文件。

大修机组在不同状态时具有不同的核安全要求:设备处于不同的维修阶段有着不同类型的人员和设备损伤风险,拆修的系统或设备不能影响仍在运行的系统或设备;不同工种、不同工业风险的工作同时开工必须确保安全要求。这意味着不可能由众多的单个的隔离来完成大修隔离,需要建立不同层次的隔离,使宏观上的安全控制得以体现。大修主隔离根据具体的系统、设备和工作范围,同时将某一范围内的设备进行统一隔离,并定义其允许工作的范围。在这一主隔离的覆盖范围内,根据具体的工作性质和内容建立其“子隔离”。如此建立不同层次的隔离手段使大修隔离活动既不失宏观控制又囊括具体细则。

绝大部分的主隔离是根据系统的重要设备为假象的检修对象来设置各自的主隔离的。在计算机辅助隔离系统(CBA)中,存在标准的隔离程序。根据每次大修的具体项目,对主隔离边界进行适当的修改后形成。

大修期间的主隔离可分为:单系统或单设备主隔离、按区域划分的多系统主隔离、单列主隔离、根据状态变化而实施的多重主隔离,为一些非标准大修项目安排好的特殊主隔离。

(3) 在线文件。

在线文件分为核岛和常规岛两个部分,核岛部分的在线文件全部作为D规程的子文件包,由D规程引导并通过大

修滚动计划安排执行。常规岛在线文件主要是在启停操作规程的基础上修改而成的。

在线文件应包括以下方面内容:机组和系统或部分系统;要达到的目的;准备、审查及批准人员的姓名和签名;特殊事项;确定的活动顺序并附有设备清单和所要求的设备状态位置。

(4) 定期试验和再鉴定试验文件。

大修期间的运行定期试验是根据定期试验大纲来安排的,大修前由运行大修组根据试验大纲负责定期试验文件的准备。大修前,运行试验主管将所有定期试验列出清单,包括:试验程序号、试验目的、试验条件、周期、其他部门的支持内容、状态等,试验主管与计划工程师将各试验加入到大修计划中,并在大修过程中跟踪执行情况。

在进行维修活动以后,为了保证设备能够正确发挥其运行功能,在设备正式投运以前,首先要进行品质再鉴定工作,这样才能在设备试运行过程中,及时发现设备维修后可能出现的缺陷,确保设备的运行可靠性。对于与核安全相关设备,还应遵守质保大纲要求,进行设备的功能再鉴定,以保证核安全相关设备正确发挥其功能。

大修期间设备的再鉴定试验往往需要多个部门共同配合进行,由运行大修组牵头组织再鉴定小组对所有关键设备进行严格的品质和功能再鉴定试验。

(5) 特殊作业许可证。

只适用于两种情况:一种是作为隔离许可证的特殊形式,具有隔离许可证的特征,即需要拆卸或打开设备、系统。当设备、系统中的工作源有可能危及人身和设备的安全和进入工作区域的工作能源不能用正常的隔离手段完整、可靠地切断时。另一种是由于工作环境的限制,不能完全保证工作人员的安全,采用特殊作业许可证。

《特殊工作许可程序》必须包含:工作描述、使用特殊作业许可证的原因,存在的风险,所需的运行条件,需要提供的外部支援,所采取的预防措施等。

(6) 临时特殊装置。

在大修中,根据运行、检修、试验等需要在系统上加装或拆除临时特殊装置,从而破坏了系统和设备的完整性或使其部分功能丧失。

临时特殊装置的实施改变了系统或设备的正常运行方式,运行人员在大修过程中必须清楚地掌握和控制临时特殊装置的状态。

(7) 临时控制变更。

临时控制变更是为了某种检修或试验工作的需要,对物理状态进行模拟、对运行中的逻辑进行修改和对参数进行修改。

临时控制变更的实施管理由申请、准备、执行和撤销四步来完成。

2.6 事故工况下的运行管理

事故规程是当前核电厂在处理事故时的管理和技术指南,分事件导向法和状态逼近法两种。事件导向法规程是以预先研究事故发展过程为基础而编写的,主要包括I, A, H, U等规程。I规程和A规程包括了机组设计时所考虑的所有事故。U规程被用来处理各种复杂的情况,它的目的就是其他事故规程I, A, H失效的情况下,避免堆芯的熔化。而上述事故规程的应用,是有事故诊断DEC, A0以及安全监督规程SPI、SPU引导的。当事故发生时,操纵员

根据报警或其他要求执行事故诊断规程，经诊断后进入相应的事故规程。

若发生了超出具体事故规程的复杂工况，则由 STA（安全工程师）根据 SPI 或 SPU 判断机组状态，向值长或操纵员发出操作指令，控制机组到安全状态。

事故应急时，当班运行值承担运行控制组的职责：执行应急运行程序，控制事故工况，恢复和维持机组的安全状态；减少事故的后果和影响；向应急指挥部和技术支持组提供有关事故性质、规模的资料；初步评价应急状态，向核电厂应急指挥提供应急状态分级的建议；发布应急通知和事故报警信号；随时向应急指挥部报告事故的发展情况；非常紧急时代行应急指挥部的职能。

2.6.1 事故规程的执行规定

1) 在触发自动安注 (SI) 情况下使用 A0 程序。
2) 在主控制室出现 DEC 报警信号时使用 DEC 程序。
3) 在执行 DEC 程序过程中，主控制室出现新的 DEC 报警信号时，继续完成执行中的程序，而不需要重新执行 DEC 程序。

4) 当进入某一事故规程后，使机组到达安全的后备状态或按程序转入另一程序时，结束该程序。

5) 当进入不适宜的事故规程时，当执行的程序转入另一程序时或由 STA 决定，方可结束该程序。

6) 当进入 U 程序后，只有应急指挥方能决定是否退出执行中的 U 程序。

7) 在应用 I, A 和 H 程序期间，STA 应用 SPI 程序进行连续诊断，对蒸汽发生器 (SG)、反应堆次临界度及自动安注 (SI) 进行监督。

8) SPI 程序在事故后 5min 或自动安注 (SI) 后 10min 开始执行，然后定期（每 5min）进行连续诊断和监督，其目的是与 I, A, H 程序错开一定时间，而避免干扰。

9) 进入 SPU-U1 后，值长使用 U1 程序，并根据 U1 的逻辑判断将相应的操作单分发给主控室操纵员，STA 应用 SPU 程序对事故进行连续诊断和监督。

10) 发生叠加事故时，由 STA 根据事故性质决定相应的事故处理程序。

2.6.2 事故规程的进入准则

对发生的事件进行正确诊断是选择适当的事故规程的前提。事故发生时，故障诊断根据主控制室内的报警、指示表、记录仪获取所需的信息进行。首先使用以下诊断程序：

1) RRA（余热排出）系统未连接时安注系统自动启动，操纵员执行安注动作后的诊断程序 A0。
2) 安注系统未自动启动，操纵员执行诊断程序 DEC。
3) 反应堆紧急停堆或有停堆信号时，安全工程师执行 SPI。

首先确认安注系统是否自动投运，如果安注未自动投运，确认是否有带“DEC”的报警信号出现，假如也没有，就要从报警光字牌的颜色（从绿—红—黄—白）并结合安全监督盘系统 (KPS)，集中数据处理系统 (KIT) 以及其他有关信息，使用相关文件进行判断和处理。

一般来说，事故或重大异常发生时，势必导致安注自动投运或/和触发 DEC 报警，这是运行人员进入相应的事故规程的一个必要条件。

只要安注系统自动投入，就立即启用事故诊断规程；另一个事故诊断规程 DEC 是在没有发生安全注入系统自动投入和出现 DEC 字样的报警信号时使用的一个程序。DEC

规程的诊断逻辑是按事故可能引发的后果情况，从严重到轻微的原则而设定的。它将失电事故放在最前面，然后才是对妨碍堆芯冷却、反应性控制和放射性屏蔽事故的诊断。

对于安全工程师使用的事故规程及运行值使用的 U 规程的进入准则分别是：

- 1) 进入 SPI：来自“紧急停堆或要求紧急停堆”。
- 2) 进入 SPU：来自“SPI”。
- 3) 进入 U1：来自“SPI”。
- 4) 进入 U2：来自“SPI 或 SPU”。

2.6.3 事故规程的出口准则

I, A 和 H 规程一般是在下列情况下退出的。

1) 事故或异常完全得到控制时，可退出该规程，进入正常运行规程，或使机组退到后备状态。

2) 当事故或异常部分得到控制，用另一个事故规程来取代规程。

3) 当事故或异常进一步恶化时，用另一个针对严重事故或异常的规程来取代该规程。

4) 当事故不断恶化，并出现叠加事故，从而危及堆芯或安全壳时，由安全工程师决定放弃现有 I, A 或 H 规程，而进入 U 规程。

U1 规程的出口有以下两种可能：

1) 事故已得到控制，反应堆已恢复到一个稳定与安全状态，由公司应急指挥部决定走出 U1，然后进行善后处理工作。

2) 机组向更严重事故演变时，则根据以下准则进入“严重事故干预准则”：堆芯温度 $T_{RIC} > 1100^{\circ}\text{C}$ + 或者安全壳剂量率大于函数 $f(t)$ 曲线上的剂量率 + 公司应急指挥部决定走出 U1。

2.7 核电厂的启停

核电厂基本上带基荷运行，不参与调峰，不随电网对电能需求量而变化。但核电厂具有一定的功率调节能力，设计上考虑了 12—3—6—3 运行方式，即 12h 满功率运行，3h 从 100% 降至 50% 满功率，6h 50% 满功率运行，3h 从 50% 满功率升到 100%。调峰增加了核风险和废水量等不利因素

2.7.1 运行状态

核机组的运行状态往往由于外部（如电网故障）或内部（某一设备故障或失效）的原因，使各种运行参数产生变化。为了使运行人员能在各种工况下控制好各种重要的运行参数，保证机组正常运行和核安全，在技术规范中对反应堆的各种标准运行状态都做出了具体的规定。

技术规范书对每一种运行工况都规定了具体的运行参数，而且各种运行参数都具有一定的变化范围和运行区间，见图 4.2-17（反应堆标准状态）。

2.7.1.1 换料冷停堆状态（以下所涉及的系统代号及设备标识是本篇第一章附录）

(1) 换料冷停堆状态是指允许反应堆更换燃料操作的停堆状态，此时，必须具备以下条件：

- 1) 反应堆压力容器顶盖已移开。
- 2) 反应堆的次临界度至少大于 5000 pcm，冷却剂硼浓度大于 2100 ppm，所有控制棒插入堆芯。
- 3) RCP（反应堆冷却剂系统）平均温度处于 $10 \sim 60^{\circ}\text{C}$ 之间。

(2) 系统运行状态。

1) 余热导出和冷却剂温度控制由 RRA（余热排出系

统)来完成, PTR (换料水池和乏燃料水池冷却系统)备用。

2) 冷却剂的化容控制由 RCV (化学和容积控制系统)和 REA (反应堆硼和水补给系统)来完成。

3) 用于停堆的高通量报警定值为 $3\phi_0$, ϕ_0 为换料停堆前, 未开盖前的中子通量。

4) 换料腔水位: 没有安装水闸门, 15m; 已安装水闸门, 19.3m。

5) 实施防止误稀释的行政隔离 (D类)。

2.7.1.2 维修冷停堆状态

(1) 维修冷停堆状态指允许对一回路设备进行维修的停堆状态, 特征是:

1) 一回路通大气, 部分水被排空。

2) RCP 平均温度在 $10\sim 70^\circ\text{C}$ 之间。

3) 反应堆次临界深度至少为 5000pcm, 冷却剂中硼浓度大于 2100ppm。所有控制棒都插入堆芯。

(2) 系统运行状态。

系统运行状态与换料停堆时相同。但注意在排水时, 最低水位应保证 RRA 系统正常运行。

2.7.1.3 正常冷停堆状态

(1) 正常冷停堆是指冷却剂温度在 90°C 以下, 压力在 2.9MPa 以下, 一回路压力边界是封闭情况下的停堆状态。特征是:

1) RCP 是封闭的。

2) RCP 平均温度在 $10\sim 90^\circ\text{C}$ 之间。

3) 反应堆次临界, 其停堆深度应大于等于图 4.2-12 所示的值。

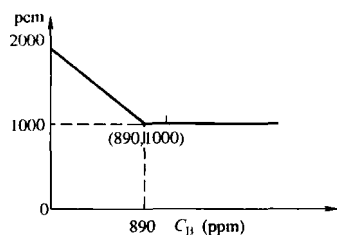


图 4.2-12 停堆深度

4) 停堆棒、调节棒 B 棒和 C 棒在堆顶, 其余棒在 5 步处。

(2) 系统运行状态。

1) 当 RCP 平均温度大于 70°C 时, 至少有一台主泵在运行。

2) 热量的导出和一回路冷却剂平均温度控制由 RRA 来完成, GCT (汽机旁路系统) 备用。

3) RCP 压力由 RCV 的低压下泄调节阀, 压力限制不超过 2.9MPa, 超压保护由 RRA 两个安全阀来完成。

4) 稳压器充满水, RCP 的化学和容积控制由 RCV 和 RRA 完成。

2.7.1.4 单相中间停堆

(1) 单相中间停堆是指: 冷却剂温度在 $90\sim 177^\circ\text{C}$ 时, RCP 压力在 2.4~2.9MPa 之间, 稳压器单相的停堆状态。特征是:

1) 反应堆处于次临界, 次临界深度大于或等于图 4.2-13。

2) 停堆棒、调节棒 B 棒和 C 棒在堆顶, 其余棒在 5 步处。

3) 冷却剂平均温度, $90\sim 177^\circ\text{C}$ 。

(2) 系统运行状态。

1) 一台以上主泵运行。

2) 稳压器满水, 压力由 RCV 的低压下泄调节阀, 超压保护由 RRA 的安全阀完成。

3) RCP 的温度控制由 RRA 来完成, SG 备用。

4) 化容控制由 RCV 来完成。

2.7.1.5 双相中间停堆状态

(1) 冷却剂温度在 $120\sim 177^\circ\text{C}$ 之间, 稳压器已建立汽腔:

1) 堆芯次临界度同上。

2) 停堆棒、调节棒 B 棒和 C 棒在堆顶。

3) 冷却剂平均温度 $120\sim 177^\circ\text{C}$ 之间。

4) 系统压力维持在 2.3~2.9MPa。

(2) 系统运行状态:

1) RCP 压力由稳压器控制。

2) 其余同单相中间停堆。

2.7.1.6 正常中间停堆

(1) 正常中间停堆指冷却剂温度在 $160\sim 290.8^\circ\text{C}$ 之间, 稳压器为两相的停堆状态:

1) 反应堆次临界度同上。

2) 控制棒位置同上。

3) 冷却剂平均温度在 $160\sim 290.8^\circ\text{C}$, 压力在 2.9~15.5MPa 之间。

(2) 系统运行状态:

1) 至少一台主泵运行。

2) RCP 压力由稳压器控制, 稳压器水位整定在零负荷值。(RCV 控制)

3) RCP 温度由 GCTa (主蒸汽大气释放阀) 控制, SG 补水由 ASG 供给。

4) RCV、REA 处于运行状态。

2.7.1.7 热停堆状态

(1) RCP 温度为 290.8°C , 压力为 15.5MPa, 其余与正常中间停堆相同。

(2) 系统运行状态:

1) 至少一台主泵运行。

2) 稳压器压力, 水位投自动。

3) RCP 温度由 GCT 控制。

4) SG 补水由 ASG (辅助给水系统) 或 ARE (主给水系统) 来完成。

5) RCV、REA 设运。

2.7.1.8 热备用状态

(1) RCP 温度为 290.8°C , 压力为 15.5MPa, 反应堆功率 $< 2\% P_n$ 以下的临界状态称热备用状态。

(2) 系统运行:

1) 两台主泵运行。

2) 其余同热停堆。

2.7.1.9 功率运行状态

(1) 系统特征:

1) 压力维持在 15.5MPa。

2) 平均温度 $290.8\sim 310^\circ\text{C}$ 之间。

3) 稳压器水位在 25.3%~59.6% 之间。

(2) 系统运行:

1) 两台主泵运行。

2) 稳压器压力、水位控制投自动。

3) SG 水位由 ARE 提供。

4) 专设安全设施可用。

各标准状态的比较见表 4.2-4, 各标准状态见图 4.2-13。

表 4.2-4

标准运行状态

序号	运行状态	堆功率 %P _n	反应堆的 反应性	控制棒组位置	一回路平均 温度(°C)	T _{in} 控制	稳压器 器状态	压力(MPa, 绝对)	压力控制	主泵运 行台数	汽轮发 电机组	备 注
1	换料冷停堆	源量程	≥5000pcm 和 CB>2100ppm	全部插入	10<T<60	RRA (PTR 备用)	排空	0.1	—	0	—	
2	维修冷停堆	源量程	≥5000 和 CB>2100ppm	全部插入	10<T<70	RRA (PTR 备用)	排空	0.1	—	0	—	
3	正常冷停堆	源量程	≥1000pcm	S,B,C 棒提出, A,D 棒在堆内	10<T<90	RRA (SG 备用)	满水	0.1≤p ≤2.8	RCV013VP	0 或 ≥1	—	T _m ≥70°C 时 至少投入 一台主泵
4	RRA 投运 工况下的 单相中间停堆	源量程	≥1000pcm	S,B,C 棒提出, A,D 棒在堆内	90<T<180	RRA (SG 备用)	满水	2.4≤p ≤2.8	RCV013VP	≥1	—	
5	RRA 投运 工况下的 双相中间停堆	源量程	≥1000pcm	S,B,C 棒提出, A,D 棒在堆内	120<T<180	RRA (SG 备用)	汽水两相	2.4≤p ≤2.8	稳压器	≥1	—	
6	RRA 退出 工况下的 正常中间停堆	源量程	≥1000pcm	S,B,C 棒提出, A,D 棒在堆内	160<T <290.8	GCT 或 ASG	汽水两相	2.8≤p ≤15.5	稳压器	≥1	—	
7	热停堆	源量程	>1000pcm	S,B 棒提出, A,C,D 棒在堆内	290.8(+3) (-2)	GCT, ARE 或 ASG	汽水两相	15.5	稳压器	≥1	—	
8	热备用	≤2%	临界	S 棒提出, A,B,C,D 棒在要求棒位以上	290.8(+3) (-2)	GCT, ARE 或 ASG	汽水两相	15.5	稳压器	2	并网或 不并网	
9	功率运行	2%~ 100%	临界	S 棒提出, A,B,C,D 棒在要求棒位以上	290.8< T<310	ARE	水位在 25.3%~ 59.6%之间	15.5	稳压器	2	并网	

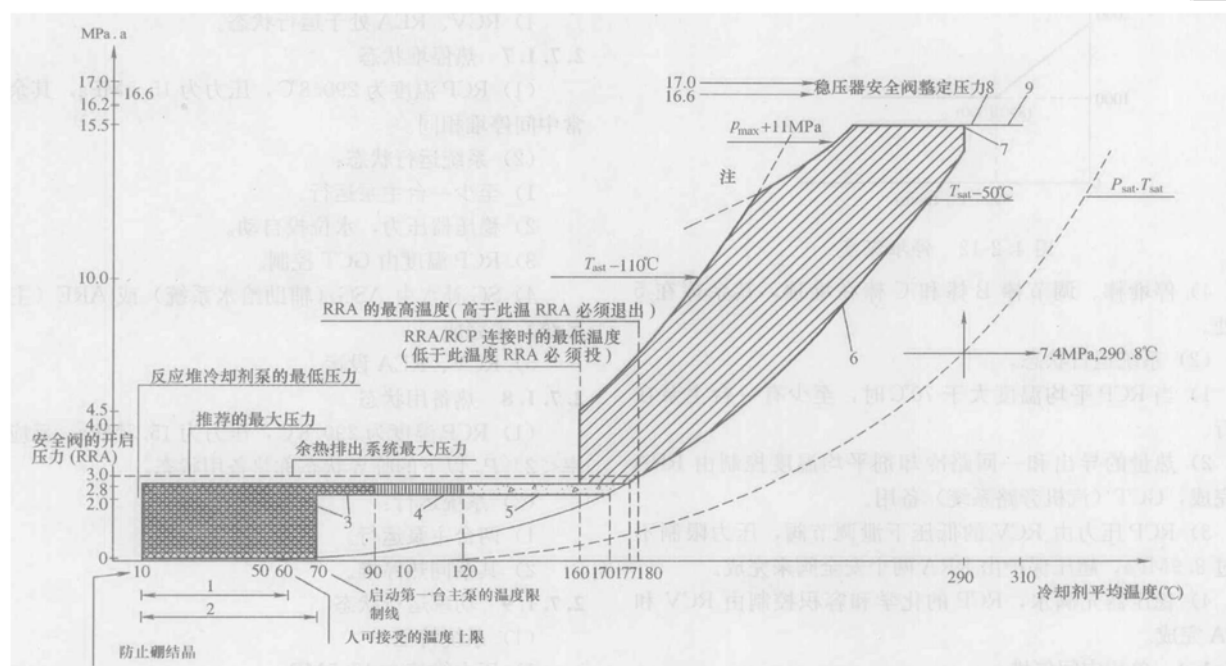


图 4.2-13 运行标准状态图

1—换料冷停；2—维修冷停堆；3—正常冷停堆；4—单相中间停堆（RRA 运行）；5—双相中间停堆（RRA 投运准备）；
6—正常中间停堆（RRA 系统停运）；7—热停堆；8—热备用；9—功率运行

注：p_{max}为蒸发器二次侧压力。

2.7.2 机组启动和停运过程

在大多数时间里，机组处于正常功率运行状态，在燃料寿期末，机组需停机到换料停堆状态，对部分燃料组件进行更换。在燃料寿期中，有时为了检修某个设备需要使机组处

于热停堆、中间停堆、正常冷停堆，甚至维修及换料停堆状态。在正常运行中，会由于设备故障或人因引起反应堆及汽机跳闸，机组状态因而发生变化。

图 4.2-14 描述了机组启动和停运所使用的基本规程。G

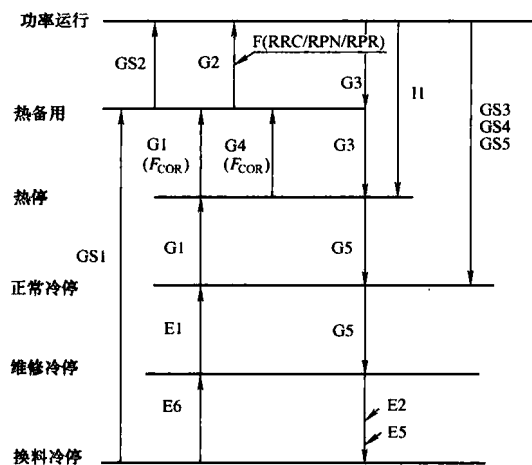


图 4.2-14 机组启动和停运所使用的基本规程

和 E 规程为核岛系统启停用的规程, GS 规程为常规岛启停用的规程。对每年的换料大修, 采用从 D21 到 D34 等大修文件 (见大修运行总体规程)。根据机组所要达到的状态及机组实际情况, 选用合适的规程。

在机组启停过程中, 对技术规范应特别重视。在机组状态发生重要变化时, 只有相应的状态控制点文件 (DHP) 签署后, 机组状态才允许改变。机组处于某些状态时, 要求签署相应静态控制点文件 (SHP)。

2.7.2.1 机组启动过程的主要步骤

(1) 装料及装料后反应堆水池排水。

根据计划, 当 PT 9 DHP 04 签署后, 进行堆芯重装料操作。这时反应堆水池、堆内构件池、燃料传输池和乏燃料之间相通, 各闸板都已去掉, 并且水位为换料时的屏蔽水位。

装料的过程为: 用燃料厂房吊车将一盒燃料组件垂直吊离支座, 竖着在水下移动到传输池小车上, 然后将组件水平放于小车上。小车与燃料一起从传输池通过传输管进入构件池。在堆内构件池, 组件竖起后由装料机在水下移到堆芯上部并插到预定位置上。

装料结束, 当 PT9 DHP 06 或 PT9 DHP 05 签署后, 开始堆水池排水。排水前要确认堆水池上面的 PTR 撇渣滤网和水下照明灯已被移走。先用乏燃料水池冷却及传输泵 (PTR 002 PO) 排水至 11.30m, 再用循环泵 (PTR 005 PO) 排至该泵可运行的最低水位, 最后用 RPE (核岛疏水排气系统) 管排残余水。PTR 002 PO 及 PTR 005 PO 排水均排向换料水箱 (PTR 001 BA)。压力容器内部的水通过将容控箱液位调节三通阀 (RCV 030 VP) 指向 TEP 来排出。排水结束后, 装上假封头, 对池壁面进行去污, 然后装上压力容器封头。

(2) 一回路充水排气。

这一步主要任务是对一回路进行充水、静排气、升压和动排气。

在 PT 9 DHP 07 签署后, 就可开始向一回路充水。充水前一回路水位低于压力容器法兰面。

向一回路充水方式为: PTR 001 BA (换料水箱) → REA 硼酸泵 → 上充泵 → RCP (主系统)。在充水过程中, 打开反应堆冷却剂主系统 RCP 泵壳排气阀、压力容器顶部排气阀和稳压器顶部排气阀, 发现有连续水从排气阀流出时关闭之。这过程为静态排气。在充水过程中注意中子通量变化及硼浓度变化, 及时发现意外稀释。

在充水结束后, 通过调节下泄调节阀 (RCV 013 VP),

提升一回路压力到 2.5MPa (表压)。检查 RCP 泵启动条件满足后, 启动一台 RCP 泵, 约 20~30s, 停这台泵。降压到 0.3MPa (表压), 等待约 2h, 让回路中气泡尽可能释放后, 打开排气阀 (排气点同静排气点), 直到有连续水流出时关闭。对其他回路进行上述同样的动排气。最后, 启动全部主泵, 等主泵运行 20~30s 后, 停运全部主泵, 然后对回路降压排气。当一回路压力从 0.7MPa (表压) 升到 2.5MPa (表压) 过程中, 容控箱 (RCV 002 BA) 水位小于计算值 (37.4cm), 则认为 RCP 系统中残气小于 15m³ (标准工况), 动排气可结束, 机组也就进入正常冷停堆工况。

根据机组情况, 条件满足后, 可将 S 和 B、C 棒提到堆顶, A、D 置于 5 步。解除 D 类行政隔离。如果堆芯已改变, 则这两项到热停堆时 RGL (棒控系统) 试验完后再执行, 但所有控制棒要提出到 5 步。

如果 RCP 温度大于 70℃, 则必须有一台 RCP 泵在运行。

(3) 对 RCP 进行净化、升温和加药。

在 PT 9 DHP 08 签署后, 机组可以升温离开正常冷停堆。启动所有 RCP 泵和所有稳压器加热器对 RCP 进行加热, 升温速率由 RRA 热交换器的调节阀和旁路调节阀 (RRA 024、025 及 013 VP) 限制在 28℃/h 以下。

利用 RCV 系统的净化单元对 RCP 进行净化 (利用 RCV-RRA 净化回水管线)。

当一回路温度升高到 80℃ 时, 开始注入氢氧化锂和联氨, 并用氮气吹扫容控箱 RCV 002 BA, 目的是减少一回路氧含量。用联氨除氧必须在一回路温度达 120℃ 之前完成。RCP 的氧含量合格后, 将容控箱上部供气由氮气切换为氢气。氢氧化锂可以在完成了 RCP 稀释之后注入。

开始升温时, 用 ASG 电动泵调整 SG 水位到零功率水位。

从这一阶段开始对二回路进行冲洗并投运辅助系统。

(4) 继续升温 and 稳压器建立汽腔。

一回路平均温度大于 120℃ 时, 就可以开始建立稳压器汽腔

汽腔建立过程的主要操作是投入稳压器加热器及关闭其喷淋阀, 使稳压器内水变为饱和状态并部分蒸发形成汽腔。稳压器升温速率要求 ≤ 56℃/h。为了避免汽泡形成时产生快速升压现象, 应当关上上充流量调节阀 (RCV 046 VP), 使下泄阀 (RCV 013 VP) 有一个合适的开度 (一般认为 30% 开度比较好), 以便在形成汽腔时顺利地排出 RCP 的水, 并维持 RCP 的压力基本不变。

汽腔形成的判断方法是: 下泄流量突然增大, 与上充流量不匹配, 接着稳压器冷态标定水位计 (RCP 012 MN) 的指示表示值下降。

汽腔形成之后, 将下泄阀 (RCV 13 VP) 置于控制 RCV 下泄孔板下游压力方式。关上上充流量, 加大下泄流, 将稳压器水位降到热态零功率时的水位值。然后, 将上充流量调节阀 (RCV 046 VP) 转为自动控制状态。解除 C 类行政隔离 (推入相关阀门电源并按要求设置阀门状态)。这时一回路压力由稳压器喷淋和电加热控制。

(5) 隔离 RRA 系统。

当 RCP 温度在 160~180℃ 之间时, 可以用主蒸汽大气释放 GCT 阀来控制 RCP 温度时, 将 RRA 系统隔离。

隔离 RRA 的过程主要包括 RRA 系统的降温、隔离、降压和压力监测等操作。

(6) 继续对 RCP 进行升温升压, 到达热停堆工况。

从 180℃ 开始, 升温所产生的冷却剂比容变化十分明显, 过剩的冷却剂通过 RCV-TEP 切换三道阀 (RCV 030 VP) 排往 TEP 系统。用稳压器的压力手动控制器提升 RCP 压力, 使 RCP 压力与温度同时增加。注意应维持在图 4.2-16 上规定的范围之内。

在升温过程中, 如果升温速率太大, RCP 水因比容增大而膨胀得太快, 稳压器水位上升, 这时应减小升温速率, 即减缓 RCP 水的膨胀, 使下泄管线能排走上充流量和主泵轴封注水, 同时还能排掉 RCP 水膨胀的那部分体积, 使稳压器水位稳定。这时, 也可以在允许范围内提高 RCP 压力, 增加下泄流量。

当 RCP 压力升高到 7.0MPa 时, 解除 B 类行政隔离, 打开中压安注箱的隔离阀。

当 RCP 压力升高到 8.5MPa 时, 关闭一个下泄孔板隔离阀 (保持两个孔板投运)。

当 RCP 压力升高到 14.3MPa (表压) 时, 要注意 P11 信号消失。当温度大于 284℃ 时注意 P12 信号消失。在 P11 或 P12 信号消失后, 如果由于正常操作, 一回路压力下降到 138MPa (表压) 以下时 P11 又出现, 或温度下降到 284℃ 以下 P12 信号又出现时, 要注意闭锁 P11 和 P12, 防止发生误安注。

如果一回路曾被打开, 那么大约在 15.5MPa 和 275℃ 时进行 RCP 密封性试验。用稳压器的压力控制器手动提高一回路压力到 15.8MPa (绝对), 由 GCT 排大气压力设为 6.1MPa 来维持一回路温度稳定, 维持一回路压力 15.8MPa (表压)、温度 275℃ 两小时, 测量一回路泄漏率。如果泄漏率合格, 降一回路压力到 15.5MPa, 然后继续一回路升温。否则检查原因, 并使一回路降温降压进行修理。

在本阶段整个升温升压过程中, 用 RCV 净化单元给 RCP 系统进行净化, 要定期调节主泵轴封水调节阀 (RCV 061 VP), 维持 RCP 泵轴封水流量在正常范围 (每台 1.4~3m³/h)。

RCP 压力到 15.4MPa (表压)、温度为 290.8℃ 时, 将 C 棒插到 5 步, 机组就处于热停堆状态。

如果进行过堆内组件的操作, 则需在热停堆时进行落棒试验及 RGL 试验。合格后, 将 S、B 提到堆顶, 其余棒在 5 步, 并解除 D 类行政隔离 (打开相关供水阀门)。

(7) 反应堆达临界。

对紧急停堆后达临界, 需签署 PT 9 DHP 011。对大修后达临界需签署 PT 9 DHP 010 及 PT 9 DHP 012。

对一般停堆后达临界, 按达临界规程 F COR 001 执行。首先根据停堆时间长短及准备达临界时间进行反应性平衡计算, 确定达临界方案, 确定临界时 A、B、C、D 棒位置, 确定达临界过程中对一回路硼化或稀释的总量及速率。最后, 根据达临界方案, 先稀释或硼化, 然后提棒达临界。

对换料后首次临界及升功率, 要按照机组物理启动质量和安全计划进行。

首先要进行零功率物理试验, 主要有以下内容: 操纵员在 OPT (技术处) 工程师指导下采用稀释及提棒使堆达到临界状态; 技术处人员确定零功率水平, 然后在零功率水平下进行控制棒价值刻度, 确认燃料多普勒系数及慢化剂温度系数等。

以后在 30%, 50%, 75% 及 100% P_n 功率平台进行堆芯通量图测量、热平衡测量等物理试验, 并对 RPN 系统参数进行修正。

(8) 实现 ARE 供水。

如果 ARE 的水质符合要求, 除氧器 ADG 水箱温度达到 110℃, 压力到达 0.04MPa, 可启动一台 APA 电动给水泵, 将蒸汽发生器的供水由辅助给水系统 (ASG) 切换到主给水系统 (ARE)。这一切必须在功率小于 2% P_n 时进行。ASG 的供水流量有限, 因此 ASG 供水时堆功率不能大于 2% P_n 。

如果 GCT 排冷凝器可用, 要及时将 GCT 从排大气转排冷凝器运行, 并置 GCT 为压力控制模式。

由于影响蒸汽发生器水位的因素比较多, 从现在开始要关注 SG 水位 (特别在堆功率为 25% 之前), 减少影响 SG 水位的扰动 (比如蒸汽用量、给水流量及一回路功率变化等), 防止发生因 SG 水位低或高高而发生跳堆。切换完成后可以安排进行二回路暖管。暖管完成后开启主蒸汽隔离阀。

(9) 手动提功率到 (10%~12%) P_n 。

手动提升控制棒组, 适当调整 GCTc 的整定值控制一回路平均温度和主蒸汽管道压力; 当堆功率大于 10% P_n 时, P 10 和 P 7 信号出现, 这时必须闭锁中间量程和功率量程的“中子通量高”引起的紧急停堆信号。

调节 GCT-c, 逐渐降低蒸汽压力, 使 $|T_{avg} - T_{ref}| < 0.8^\circ\text{C}$, 然后将调节棒转为自动控制。在此过程中注意调节棒应保持在调节带内, 调节棒高位则稀释, 调节棒低位则硼化。

打开 ARE 大流量调节阀的隔离阀, 检查主给水大流量调节阀处于 SG 水位调节系统的控制之下, 并且处于全关状态, SG 水位稳定。

(10) 汽轮机冲转、并网及升负荷。

继续提升功率至 (12%~14%) P_n , 汽轮机冲转条件满足后, 使汽轮机升速, 升速的速率范围为 5~600r/min (受到汽轮机应力限制并由操作员设定); 为保证快速通过共振区 (转速不小于 150r/min), 可在 1100r/min 停留, 进行暖机, 以满足冲转时间要求; 接近 3000r/min 可适当降低转速。

升速至 200r/min 时, 确认顶轴油泵停运; 升速至 600r/min 时, 检查低压缸末级叶片喷淋 (CAR) 阀开启。

同步条件满足后, 自动并网, 也可以手动并网。

并网后, 检查汽轮机已同步并带上最小负荷, 手动投入 MW 回路。然后, 操纵员设定目标负荷和升负荷速率, 自动提升负荷。升负荷的速率 0.5~30MW/min。如果堆芯被重新组合, 则堆功率升速受 3% P_n /h 限制, 这时可设定汽轮机升负荷速率为 0.5MW/min。

当负荷升至 100MWe (约 15% P_n) 时, 检查 CAR 喷淋阀关闭。

核功率升至 15% P_n 后, 控制棒自动提升闭锁 (C20) 信号消失, 控制棒可以投自动。

随着负荷的升高, GCT 排冷凝器阀应逐渐关闭。

负荷升到 15% P_n 后, 主给水大流量调节阀开始参与水位调节, 将 GCT 切换到温度模式 (只有 GCT 阀门全关时才可切换), 如果一回路平均温度和参考温度温差 $|T_{avg} - T_{ref}| < 0.83^\circ\text{C}$, 将控制棒投自动。

汽轮机负荷升至 10% 以上时, 汽机功率大于 10% (P13) 信号出现。当蒸汽流量信号达到 18% 时, 蒸汽发生器水位转由主给水调节阀控制。

150MWe 时启动第二台凝结水泵; 主给水调阀有开度后启动第二台主给水泵 (约 200MW); 稳定后, 将第三台主给水泵投入备用。

堆功率升到 $30\%P_n$ 时, 注意出现堆功率大于 30% (P16) 信号。

提升负荷到 $100\%P_n$ 的过程中, 要注意保持控制棒的位置处于运行带内, 要注意 ΔI 的控制, 使之在允许的区域中。

2.7.2.2 机组停运过程的主要步骤

(1) 降负荷到 30MWe。

设定目标负荷和降负荷速率, 自动降负荷。最大降负荷速率不能超过 30MW/m。

当负荷降至 230MW 以下时 (约 $35\%FP$), 核对 GSS 第二级再热蒸汽停运。

当机组负荷降至 200MW 时, 暂停降负荷停运一台 APA 泵; GCTc 由温度控制模式切换至压力模式。

堆功率降到 30% 以下时, P16 信号消失。

核功率降至 $20\%P_n$ 时, 检查 GCT 允许转换灯亮。

核功率达到 $18\%P_n$ 时, 核对 ARE 主给水调节阀 (大阀) 关闭; 当负荷降至 100MW 停运一台 APA 和一台 CEX 泵; 当电功率降到 90MW 时, 启动除氧循环泵。

当核功率降至 $15\%P_n$ 以下时, C 20 信号出现。C 20 信号出现后, 将控制棒组转手动控制。

当负荷降至 90MWe 时, 检查 CAR 喷淋阀开启。

当负荷降至 60MWe 左右时, 核对 P13 信号和 P7 信号消失。

在降功率过程中要注意 D 棒位及 ΔI 控制, 不要违反技术规范。

(2) 降负荷到汽轮机跳闸。

当汽轮机功率降至 30MW 准备手动停机。大约在 5MW 时, 汽轮机自动跳闸, 发电机解列。需检查汽轮机转速是否自然下降。

当汽轮机转速降到 600r/min 时, 核对 CAR 喷淋阀关闭。

当汽轮机转速降到 200r/min 时, 确认顶轴油泵自动启动。

当汽轮机转速降到 0 时, 确认盘车自动启动。

汽轮机停机后, 二回路接着进行辅助系统的停运操作。

(3) 降功率到热备用状态。

一回路硼化或插入控制棒组, 降低核功率到 $2\%P_n$ 以下, 使机组处于热备用状态。这时 SG 的供水可由 ARE 或 ASG 提供, 由 GCT-c 或 GCT-a 排出热量。

(4) 从热备用到热停堆。

手动将控制棒组插入到 5 步, 一回路硼化到热停堆硼浓度值 (与氙毒有关), 然后将 B 棒完全抽出, 使机组处于热停堆状态。接着机组可向冷停堆过渡, 或者按照计划使机组向热备用过渡。

(5) 硼化、降温和降压。

若降温降压的目标工况是正常冷停堆, 则将一回路硼化到正常冷停堆所对应的硼浓度。

若目标工况是换料冷停堆或维修冷停堆, 则目标硼浓度为 2100ppm, 首先要使一回路硼化到正常冷停堆硼浓度值。

在要求的冷停堆硼浓度达到之后, 将 B、C 棒完全抽出。

接着开始一回路降温降压, 降温速率由 GCT 控制在 $28^\circ\text{C}/\text{h}$ 之内。

对换料大修, 在降温过程中, 可利用 TEP 系统给 RCP 进行除气, 降低一回路的氢浓度和放射性水平。对一回路的除气, 实际在停堆前通过对容控箱 (RCV 002 BA) 氮气吹扫等方式已开始。

用 TEP 系统给 RCP 进行除气是将 RCV 下泄流引到

TEP 除气器除去氢气、放射性气体等气体后返回容控箱 (RCV 002 BA)。

用氮气吹扫容控箱 (RCV 002 BA) 是将容控箱 (RCV 002 BA) 气源从氢气切换到氮气, 然后提高容控箱 (RCV 002 BA) 水位, 使容控箱 (RCV 002 BA) 压力升高而排气到 TEG 系统, 接着降低容控箱 (RCV 002 BA) 水位, 使氮气进入容控箱 (RCV 002 BA)。反复上述操作, 使一回路氢及放射性气体浓度下降。

当一回路平均温度降低到 284°C 时, P 12 信号出现, 要闭锁相应安注信号。一回路压力降到 13.8MPa (表压) 时, P 11 信号出现, 要手动闭锁相应安注信号。

当一回路压力降到大约 8.5MPa 时, 打开第二个下泄孔板, 使下泄流量保持在正常值。

当一回路压力降到 7.0MPa 时, 关闭中压安注箱的隔离阀。当一回路压力降到 4.0MPa 时, 进行中压安注箱止回阀试验, 并实施 B 类行政隔离。

在降温降压过程中, 要注意压力与温度在 8.3-16 图限制线内, 并要调整主泵轴封注入水流量在正常范围。

(6) RRA 系统投入运行。

当 RCP 平均温度低于 180°C 、压力低于 2.7MPa (表压) 时, 开始投入 RRA。一般选择 RRA 投运温度为 170°C , 压力为 2.5MPa (表压)。

RRA 系统投入运行过程主要包括: RRA 系统准备 (包括 RRI 冷却水的准备); RRA 系统升温、升压、均匀和化验硼浓度; 如果 RRA 的硼浓度比 RCP 的硼浓度低, 则要对一回路硼浓度进行调整; 连接 RRA 到 RCP。

RRA 与 RCP 连接后, 一回路冷却由 RRA 完成, 但必须保持至少一台 SG 可用。为了防止一回路超压, 要实施 B 类行政隔离。

对于大修, 在 RRA 投运后, 要调整硼浓度, 使一回路硼浓度最终达到 2100ppm。

(7) 稳压器汽腔淹没。

减小下泄流量, 手动控制 RCV 046 VP 增加上充流量, 使稳压器水位上升。

稳压器水位升到 RCP 012 MN 指示满刻度时 (汽腔尚未淹没) 将 RCV 013 VP 切换到 RCP 压力控制, 防止 RCP 超压。

当下泄流量突然增加时, 表明稳压器汽腔已淹没。然后, 逐渐开大喷淋阀, 以便稳压器温度均匀。

(8) 一回路氧化。

当一回路冷却剂温度降到 170°C 后, 钢制镍铬格组件表面腐蚀物会熔入冷却剂, 这种产物会增加大修期间一回路放射性水平。但如果在 90°C 以下时将一回路快速氧化, 可以阻止这一现象。所以在大修停机中, 从 170°C 开始以 $28^\circ\text{C}/\text{h}$ 最大冷却速度冷却一回路, 在 80°C 时通过 REA (硼和水补给系统) 加药系统向一回路注入 H_2O_2 , 同时对容控箱 (RCV 002 BA) 进行空气吹扫, 使一回路冷却剂快速氧化。

(9) 由 RRA 冷却至冷停堆。

若目标工况是正常冷停堆, 则可以在温度低于 90°C 时结束冷却, 可以保留一台冷却剂泵运行。

若目标工况是换料冷停或维修冷停, 则一回路温度低于 50°C 时, 取样验证硼浓度大于 2100ppm 后, 停运最后一台冷却剂泵。在停运最后一台泵前要实施 C 类行政隔离。然后断开 RCP 泵和稳压器加热器电源开关。

RCP 压力降到 0.7MPa (表压) 时, 隔离 1 号轴封回水管线。压力降到 0.3MPa (表压) 时, 停运上充泵。RCP 泵

轴封水由容控箱 (RCV 002 BA) 继续供给。开通 RCV-RRA 净化回路, 继续对 RCP 进行净化。

(10) 一回路排水。

当 PT 9 DHP 01 签署合格后, 开始一回路排水, 在排水前确保 RCP 082 LN, 083 LN 及 081 MN 等 RCP 无压状态时水位计在线正确。排水是通过下泄转向 TEP 来实现, 在排水时要注意一回路排水与 TEP 接收的水体积一致, 同时要注意一回路就地水位计与主控室记录仪或指示表读数一致。

在稳压器冷态标定水位计 (RCP 012 MN) 读数为 +2m 及一回路放射性水平合格后, 打开稳压器入孔。在开入孔后要确保 PTR 作为 RRA 备用。然后排至 10.73m (压力容器法兰面下)。

如果要排水至 LOI (RRA 投运时一回路可达到的最低水位) 对一回路进行吹扫或装 SG 水室堵板, 则在排水前要求 PT 9 DHP 02 签署合格。在 LOI 状态运行时要求时间尽量短, 并密切注意水位及 RRA 泵运行状态参数变化情况。

(11) 压力容器开盖、堆水池充水及卸料。

一回路水位在 10.73m 和 10.83m 之间, 开始进行压力容器大盖开盖准备。大盖提升的同时向堆水池充水, 大盖与水面保持一小距离。在堆水池水位高于 13m 后, 大盖可快速提升并移开。换料水池充到 19.5m 后, 将堆内上部构件移到构件池支架上。当 PT 9 DHP 03 签署合格后, 可进行卸料操作。卸料时堆水池、构件池、传输池和乏燃料池连通, 池之间的闸门都打开, 水位均为 19.5m 左右。卸料是将燃料组件从堆芯抽出, 用装料机在水下送到构件池小车上, 小车与组件移动到传输池, 再用燃料厂房吊车将组件放于乏燃料池格架上。堆芯完成卸料后, 依次用 RRA 泵, 换料水池和乏燃料水池冷却系统的泵 (PTR 002 PO, PTR 005 PO) 及核岛疏水排气系统 (RPE) 管线对水池进行排水, 其后有关部门就可进行该状态下的一回路大修工作。

2.7.3 常规岛启动

常规岛启动准备以及启动程序, 见图 4.2-15。

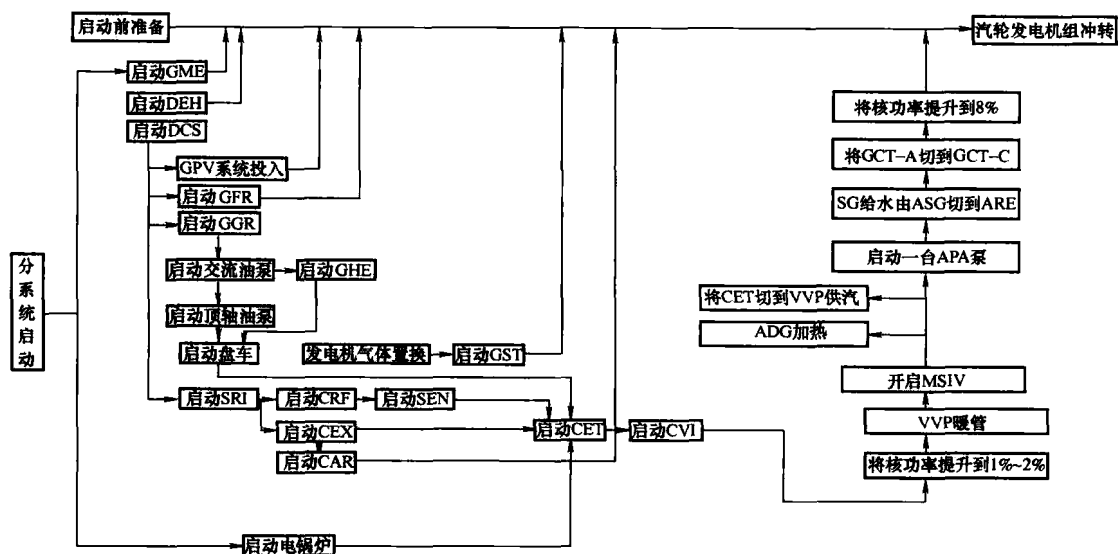


图 4.2-15 二回路启动准备以及启动顺序

2.7.4 电厂的功率运行

2.7.4.1 反应堆控制模式

核电厂采用堆跟机控制模式, 在该模式下电厂以带基本负荷运行为主, 具有一定的日负荷运行能力。维持反应堆堆芯正常靠下述手段来实现:

- 1) 调节堆内可溶硼浓度或调节控制棒束来调节反应堆功率。
- 2) 利用调节棒调整小的反应性变化和轴向功率形状。
- 3) 调节堆内可溶硼浓度来补偿由于燃耗、氙浓度变化等引起的较慢的反应性变化。

该模式要求反应堆在满功率或接近满功率水平下稳定运行时, 反应堆功率调节主要靠调节可溶硼浓度来实现, 而慢化剂中硼浓度的变化受到系统硼化或稀释能力的限制。考虑到反应堆可能出现突然升降功率运行, 此时, 仅靠调节硼浓度来改变功率水平, 从速度上是不够的, 因而要求控制棒具有一定的调节功率能力。

一般来说, 以堆跟机运行的核电厂不进行负荷跟踪, 但是为了满足电厂功率变化机动性要求, 因而要求具有一定的负荷跟踪能力。负荷跟踪是通过调节棒组的位置变化实现的, 其棒位由反应堆功率调节系统来自动调节。

2.7.4.2 影响功率分布的参量

如果把压水堆理想成均匀的圆柱形堆芯, 理论分析计算

表明, 无棒条件下, 堆芯径向功率分布近似为贝塞尔函数, 轴向功率分布近似为余弦函数。径向可以通过燃料的不同浓度分区布置、可燃毒物棒和控制棒的径向对称布置、最佳控制棒分组和提(插)棒程序设计措施来展平, 并可以精确地预测。所以, 研究功率分布主要是研究堆轴向功率分布。

在运行中, 堆功率分布是变化的, 影响功率变化的参量有: 慢化剂温度效应, 可燃毒物效应, 多普勒效应, 功率水平和控制棒插入效应等是影响功率分布的参量; 氙效应、控制棒组件移动和燃耗都对轴向功率分布产生影响。从安全性考虑, 为防止燃料包壳烧毁或芯块熔化, 堆最大线功率密度是受限制的。对反应堆运行来说, 不仅需要监测堆芯功率的大小, 而且还必须掌握堆内功率分布的状况, 包括热流密度、热管和热点因子, 核熔升因子, 象限功率倾斜比和轴向功率偏差是否在运行限值范围内, 即堆芯中子通量密度分布监测的目的要保证堆芯内任何一点所产生的最大线功率密度都不会导致燃料元件受损。

(1) 慢化剂温度效应。

慢化剂温度系数的定义是当慢化剂温度改变 1℃ 时所引起的反应性的变化量, 其单位为 pcm/℃。由于慢化剂温度的变化引起其密度的变化, 导致慢化剂对中子的慢化能力的变化, 该效应为负效应; 同时引起硼密度的变化, 该效应为正效应。

(2) 燃料温度效应(多普勒效应)。

燃料温度系数的定义是燃料温度变化 1°C 时所引起的反应性的变化量, 其单位为 $\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ 。由于燃料温度上升时 U^{238} 的中子共振吸收截面的增大, U^{238} 的原子核吸收更多的中子, 反应性就减少, 该效应为负效应。

(3) 控制棒插入效应。

控制棒抽插的反应性变化, 引起局部中子通量和功率变化。

(4) 空泡效应。

空泡系数是由于堆内的局部沸腾的形成所引起的反应性变化。空泡的产生减少了冷却剂的密度, 从而影响了慢化剂的慢化能力, 共振吸收和中子泄漏几率增大。正常运行工况下, 空泡份额小, 因此空泡对反应性的影响不大。

(5) 功率系数与功率亏损。

功率系数综合了燃料温度系数, 慢化剂温度系数和空泡系数。它表示为功率每变化 1% 时反应性的变化, 功率系数为负效应。

功率亏损为功率系数的积分值, 它指的是反应堆功率变化时, 向堆芯引入的反应性变化总量。

(6) 轴向功率偏差 (ΔI) 与轴向功率偏移 (AO)。

对于某一给定的功率, P_T 为堆芯的上半部产生的核功率, P_B 为堆芯的下半部产生的核功率, AO 定义为差数 ($P_T - P_B$) 与堆芯总的额定功率 ($P_T + P_B$) 之间的比率。

$$AO = \frac{P_T - P_B}{P_T + P_B} \times 100\% \quad (4.2-1)$$

轴向功率偏差用 ΔI 表示, 用于反映在给定功率水平下中子通量密度不对称情况。

$$\Delta I = P_T - P_B = AO(P_T + P_B) = AOP_r \quad (4.2-2)$$

式中的 P_r 是相对功率水平; P 和 ΔI 是从每个长探测器的三个上部区段和三个下部的区段产生的电流 I_T 和 I_B 计算得到, 这些长探测器用在功率量程通道内测量核通量。

(7) 热点因子。

$$F_Q = \frac{P_{\max}}{P_{\text{avg}}} \quad (4.2-3)$$

热点因子 F_Q 描述了堆功率分布的均匀程度: P_{\max} 为堆芯最大线功率密度; P_{avg} 为堆芯的平均线功率密度。

F_Q 是一个不可测的量, 为了适应堆功率轴向分布监控的需要, 避免出现热点, 对于 F_Q 可以通过一个可以有效测量的中间量, 即轴向偏移 AO 来监测。

(8) 常轴向功率偏移。

核电厂是采用常轴向功率偏移控制 CAOC (Constant Axial Offset Control) 方式设计的核电厂。即在任何功率水平下保持同样的轴向功率分布形状, 也就是以一个恒定的 AO 值作为目标来控制反应堆的运行。这个恒定的目标值 AO_{ref} 又称为轴向功率偏移参考值, 其物理意义是: 在额定功率稳定运行下, Xe (氙) 平衡及控制棒全部提出状态下, 堆芯自然存在的相对轴向功率偏差。即

$$AO_{\text{ref}} = \frac{P_T - P_B}{P_T + P_B} \times 100\% \quad (4.2-4)$$

随着燃耗的加深, AO_{ref} 由负向正变化。

轴向功率偏差参考值 ΔI_{ref} 与 AO_{ref} 的关系式如下:

$$\Delta I_{\text{ref}} = AO_{\text{ref}} \times P_r$$

在反应堆运行过程中, ΔI_{ref} (或 AO_{ref}) 值随着燃耗变化而变化, 因而需要通过试验的方法对 ΔI_{ref} (或 AO_{ref}) 进行定期修正。实际运行点 ΔI (或 AO) 不可能完全与 ΔI_{ref}

(或 AO_{ref}) 相符, 一般允许在参考值的 $\pm 5\%$ 区域内变动。在额定功率水平下, ΔI 通常限制在 $\Delta I_{\text{ref}} \pm 3\%$ 带状范围内变化。

2.7.4.3 监督堆芯功率分布必须遵循的准则

(1) 偏离泡核沸腾 (DNB) 准则。

偏离泡核沸腾比率或烧毁比 DNBR 为临界热通量与该点在相同的热水力条件实际热通量之比。在瞬态过程中, DNBR 不应低于 1.30。这就是说, 堆芯的任何一点热通量都超过这点 DNB 临界通量的 77%。这相当于不会发生 DNB 的可靠性概率为 95%。DNBR ≥ 1.30 通常被选择为各种运行条件的 DNBR 的适当界限。此限值用来防止包壳表面发生 DNB 而烧毁, 由超温 ΔT 来保证。

(2) 失水事故不熔化 (LOCA) 准则。

在发生失水事故的情况下, 应避免燃料包壳熔化。研究和设计计算结果表明: 某核电厂设计中, 燃料包壳不能超过的最高温度是 1204°C (ECCS 准则), 对应的堆芯燃料元件线功率密度为 446.1 W/cm 。对应燃料包壳的最高温度阈值为 1060°C , 对应的线功率密度为 378.1 W/cm 。为防止 LOCA 后造成堆芯烧毁, 主要通过限制随堆芯高度变化的局部功率密度来保证。

(3) 燃料不熔化准则。

氧化铀燃料芯块温度不能超过 UO_2 的熔化温度。某核电厂设计中选定的燃料芯块中心温度不得超过 2590°C , 对应的线功率密度应小于 590 W/cm 。对应的燃料包壳温度限值应小于 1240°C 。

考虑到不确定性因素, 需要设定一定的裕度, 燃料芯块中心温度以及对应的线功率密度的最大值为:

额定功率运行工况下, 燃料芯块中心温度最高温度 1937°C , 最大线功率密度为 378.1 W/cm 。

118%FP 超功率运行工况下, 燃料芯块中心温度最高温度 2111°C , 最大线功率密度为 446.1 W/cm 。

堆芯不熔化准则应小于: 最大线功率密度 590 W/cm 。为保证燃料芯块不熔化, 由超功率 ΔT 来保证。

2.7.4.4 $P-\Delta I$ 运行保护梯形图

为了遵守 DNB, 燃料不熔化和 LOCA 准则, 在实际运行过程中要求必须通过对某些可测参数的监督, 来确定反应堆堆芯始终处于安全准则要求的限制范围内运行。这样就要求在 AO 与 F_Q 之间建立一个遵守准则的关系式。

在 F_Q 与 AO 之间确定满足准则的关系, 就确定了堆芯的安全准则。通过对第一循环不同燃耗时刻所有工况瞬态的计算分析, 给出了堆芯不同状态下的轴向功率偏移 AO 与热通道因子 F_Q 的对应关系。

以下参数是来自某核电厂设计参数: 该核电厂正常功率水平下设计的线功率密度最大值 P_{\max} 值选取小于 378.1 W/cm , $P_{\text{avg}} = 160.89 \text{ W/cm}$ (设计计算值)。

$$F_Q = \frac{P_{\max}}{P_{\text{avg}}} \quad (4.2-5)$$

则

$$F_Q P_r < \frac{P_{\max}}{P_{\text{avg}}} \quad (4.2-6)$$

$$F_Q P_r < \frac{378.1}{160.89} = 2.35 \quad (4.2-7)$$

对于某给定功率水平, 由 AO 表征的轴向功率分布对堆芯达到最大线功率密度 P_{\max} 有直接影响。随着 AO 变化, 要监视的特征是热点因子 F_Q 。

在 AO 与 F_Q 之间确立相应关系, 就是确立堆芯熔化准则。图 4.2-16 是对正常运行状态、瞬态和氙振荡状态等进行大量的模拟实验研究和计算, 得到的“蝇迹”图。确定这些状态点的位置是为了能确定一个包络线。它意味着, 对于一个给定的 AO , 不管反应堆是运行在 I 类或 II 类工况, 热点因子总是小于或等于包络线所给定的极限。如果超越了这条包络线, 堆芯性能就要恶化, 这个梯形包络线由式 (4.2-8) 确定。

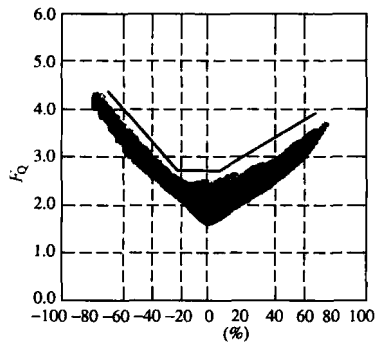


图 4.2-16 F_Q - AO 瞬态蝇迹图

$$F_Q = \begin{cases} 1.75 - 0.035AO & AO < -2.7\% \\ 2.7 & -2.7\% \leq AO \leq 14.6\% \\ 2.19 + 0.035AO & AO > 14.6\% \end{cases} \quad (4.2-8)$$

为了控制需要, 应将 F_Q - AO 关系转换为 P - ΔI 关系式。对于运行功率为 $P=0 \sim 100\%P_n$, 引入系数 $K=P_{\max}/160.89$ 。由于 $F_Q=P_{\max}/(160.89 \times P_r)$

则 $F_Q=K/P_r$, 又因 $AO=\Delta I/P_r$

把上述两式代入 F_Q - AO 关系式 (8.3-8), 得

$$P = \begin{cases} K/1.75 + 0.02\Delta I & \Delta I < -0.154K \\ K/2.7 & -0.154 \leq \Delta I \leq 0.0665K \\ K/2.19 - 0.01598\Delta I & \Delta I > 0.0665K \end{cases} \quad (4.2-9)$$

P - ΔI 保护梯形

取 $P_{\max} < 590 \text{ W/cm}$ 时, $K=590/160.89=3.67$, 则

$$P_r = \begin{cases} 182.0 + 2.0\Delta I & \Delta I < -32.0\% \\ 118 & -32.0\% \leq \Delta I \leq 16.6\% \\ 144.5 - 1.598\Delta I & \Delta I > 16.6\% \end{cases} \quad (4.2-10)$$

P - ΔI 运行梯形

取 $P_{\max}=378.1 \text{ W/cm}$ 时,

$$K = \frac{378.1}{160.89} = 2.35 \quad (4.2-11)$$

不考虑燃料芯块密实性能恶化时, 在斑点图上, 我们取 $F_Q=2.69$, 则

$$P_r = \begin{cases} 134.2 + 2.0\Delta I & \Delta I < -23.6\% \\ 87 & -23.6\% \leq \Delta I \leq 12.7\% \\ 107.3 - 1.598\Delta I & \Delta I > 12.7\% \end{cases} \quad (4.2-12)$$

我们把保护梯形图和运行梯形图画在一张图上。图 4.2-17 ABCDO 梯形为堆芯不熔化的保护梯形。图中 EFG-HO 为运行梯形。正常运行期间, 即功率水平在 $(87\% \sim 100\%) P_n$ 之间运行时, 允许功率偏差 $\Delta I_{\text{ref}} \pm 5\% P_n$ 范围内。

运行梯形中遵循以下准则:

1) DNB 准则: $\text{DNBR} > 1.23$ (WRB-1 公式)。

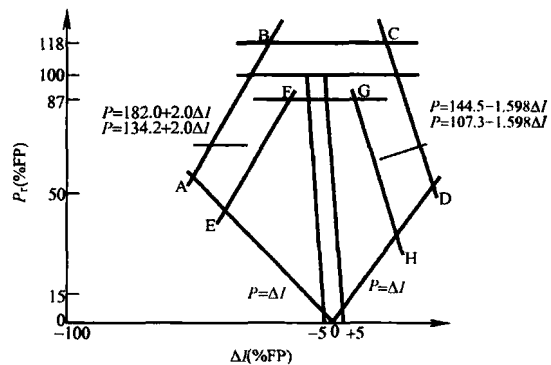


图 4.2-17 保护和运行梯形图

2) 堆芯熔化准则: $P_{\max} < 590 \text{ W/cm}$ 。

3) LOCA 准则: $P_{\max} < 378.1 \text{ W/cm}$ 或 $P_{\max} < 446.1 \text{ W/cm}$ 。

2.7.4.5 运行过程中的 ΔI 控制

(1) ΔI 控制边界。

运行梯形图主要是为了保证第一道屏障的完整性, 运行梯形图的边界见图 4.2-18。

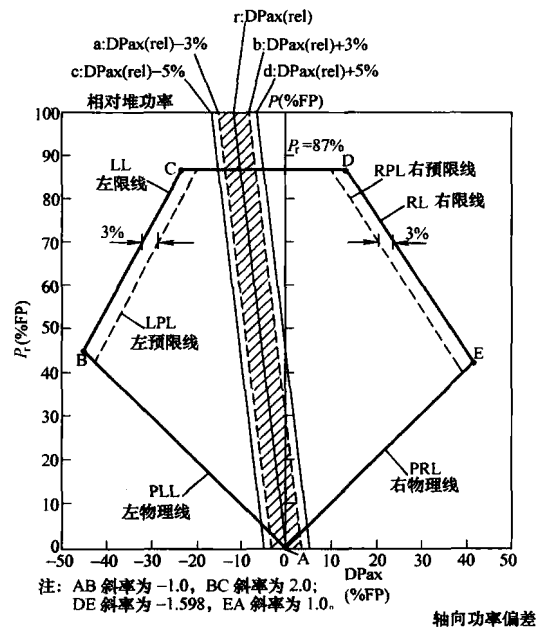


图 4.2-18 运行梯形图

1) AB 线: 左物理线。此时 $P_r = -\Delta I$ 。该线以下的区域为不可能区。该线上的各点代表全部堆功率由堆芯下部产生。

2) EA 线: 右物理线。此时 $P_r = \Delta I$ 。该线以下的区域为不可能区。该线上的各点代表全部堆功率由堆芯上部产生。

3) BC 线: 左限制线。它是由 F_Q - AO 蝇迹图换算而成的, 表示运行工况 I 各种可能瞬变时热点因子与轴向功率偏移 AO 的关系。左限制线把轴向功率偏移限制在左限制线以内的为了防止大破口失水事故时烧毁燃料包壳。因为大破口失水事故时, 堆芯下部也可能裸露出来并且可能持续相当长时间, 如果堆芯下部裂变产物大量积累, 会使下部包壳温度上升, 加之冷却剂的丧失, 包壳热量导不出去, 其结果是包壳温度超过 1204°C , 发生锆水反应而烧毁。当运行点超出左限制线时, 汽机将以 $200\% P_n/\text{min}$ 的速率降负荷, 反应堆功率将自动跟踪。

4) CD线:它是由热点因子 $F_Q = 2.35$ 限制线(由 LOCA 准则得到)确定的。

5) DE线:右限制线。它是由 F_Q -AO 蝇迹图换算而成的,并且要防止一回路失流、正常给水丧失等Ⅱ类工况事故时导致 $DNBR < 1.22$ 情况发生。此时堆芯上部功率大于下部功率,裂变产物也是上部多于下部。如果此时发生中小破口的 LOCA 事故。由于堆芯上部先失水,最后重新淹没,裸露时间长于堆芯下部,所以可能导致燃料包壳温度超过 1204°C ,导致包壳烧毁。

1) 运行功率 $P > 87\% P_n$:在常轴向功率偏移控制方式运行下,应维持 ΔI 在 $\Delta I_{ref} \pm 5\% P_n$ 运行带以内。如果超出这个运行带,将导致机组快速降负荷(RUNBACK)。

2) $15\% P_n \leq P \leq 87\% P_n$:应维持 ΔI 在 $\Delta I_{ref} \pm 5\% P_n$ 运行带以内,超出此运行带运行要求;12h 运行时间之内累计不超过 1h,累计时间超过此时间降可能导致严重的氙振荡;运行点超过左右限制线也会导致快速降负荷。

3) $P < 15\% P_n$ 。由于没有任何氙峰出现的危险,不限制轴向功率偏移值。

4) ΔI_{ref} 随燃耗变化不断调整。

(2) 功率运行和功率提升时的控制。

1) 在持续运行期间,包括测量误差在内,堆芯的输出热功率必须保持在 $102\% RP$ 以下。

2) 在功率变化期间,功率提升速率决不能超过每分钟内额定功率的 5% ($5\% RP/\text{min}$)。由于芯块—包壳相互作用所产生的应力,还导致下列附加的限制。

在换料或进行燃料组件装卸的停堆以后再启动反应堆期间,在 15% 和 $100\% RP$ 之间,功率提升速率应该限制在每小时内额定功率的 3% ($3\% RP/h$)。

燃耗大于一定值以后,重新升功率过程中功率提升速率应限制在每小时内额定功率的 3% ($3\% RP/h$)。

以上的规定是为了防止芯块—包壳相互作用

在高于某个辐射水平情况下,一旦芯块与包壳之间的缝隙闭合,在提升功率期间的胀差将引起锆合金内应力集中,不管这种应力集中是否与应力腐蚀现场有联系,均可能引起包壳破裂。

1) 装卸辐照过的燃料元件会促使 UO_2 碎片移动。碎片可能落入芯块和包壳的间隙中,限制升功率的速率可以避免在功率变化过程中导致包壳破裂。

2) 在低功率运行一段时间后包壳与芯块的间隙缩小并可能接触,限制升功率的速率可以减小包壳与芯块的相互作用。

3) 在使用新燃料的情况下,只要芯块与包壳之间初始缝隙不会由于包壳蠕变和 UO_2 芯块变形而闭合,就不会发生芯块—包壳相互作用。

3 核电厂的维修

设备在使用过程中会因为腐蚀、磨损、受热、受力、老化等各种因素导致部件、零件的损坏或变劣,导致性能下降,甚至不能满足使用要求。因此,需要通过维修来恢复设备的性能,以保持设备的可用性。

维修是:“各种技术行动与相关的管理行动相配合,其目的是使一个物件保持或者恢复达到能履行它所规定功能的状态”。

3.1 维修模式

(1) 日常维修。

日常维修是指在机组正常运行情况下,在技术规范规定

的机组安全运行的许可下,有计划地安排定期试验和预防性维修工作。同时对机组运行期间出现设备缺陷或故障实施纠正性维修,以恢复其性能。

(2) 大修。

利用反应堆更换燃料期间进行重大设备维修、检查、试验和实施技术改进而进行的计划内大修,称为换料大修;重要设备发生故障而进行的紧急维修和/或检查、试验失误造成的非计划停机抢修,称强迫大修。

(3) 纠正性维修。

设备维修工作基本是在设备发生故障后才进行修理,称为纠正性维修,维修是无计划的被动式管理。

(4) 预防性维修。

定期对设备进行维修,或对设备进行状态监测和故障诊断后,根据设备状态进行维修,属“预防”的范畴,称为预防性维修。

预防性维修先要制定出预防性维修大纲,规定设备的维修周期(频度)和维修内容,并根据维修实施的经验反馈对预防性维修大纲进行修改和优化。

预防性维修虽对提高设备有效利用率发挥很大的作用,但预防性维修往往会导致维修过度。预防性维修活动增加了维修频度和维修内容,维修费用上升。

(5) 生产维修。

生产维修以提高企业生产经济效益为目的来组织设备维修,其特点是根据设备重要性分别选用维修方法;对那些与系统可用性紧密相关的重点设备,采用预防性维修的方式;对于其他对生产影响不大的一般设备,采用事后的纠正性维修。

(6) 维修预防。

维修预防是把避免设备故障、提高设备质量的有效利用率的工作延伸到设备的设计和制造阶段,力图通过设计上的完善和制造质量上的控制解决问题。

维修预防提倡在设备设计、制造阶段就考虑维修问题,提高设备的可靠性和易维修性,以便在以后的使用中,最大限度地减少或不发生设备故障。

(7) 以状态为基础的维修。

设备故障的产生一般都有先兆,可以通过一定的监测手段发现设备的性能下降或运行异常。对设备状态进行监测、准确诊断、并对设备性能劣化的趋势作出准确的预测,及早制定对策、采取措施,在设备劣化发展期安排维修。这种方法称为预测性维修,或称为以状态为基础的维修。

(8) 可靠性为中心的维修体制。

可靠性为中心的维修不同于通常所说的预防性维修或纠正性维修。可靠性为中心的维修是一种用于确定为确保任一设施在现行使用环境下保持实现其设计功能的状态所采取的方法。

可靠性为中心的维修思想是一种发展与优化维修的系统化评估方法。它通过对系统和设备的功能、故障模式、故障率、故障的后果和影响以及导致故障的劣化机理等的分析,采用决策逻辑树寻找系统的最优维修方法,确定所需的维修内容,维修类型、维修周期和维修级别。以最少的代价,取得设备的最大可靠性,最终是系统的最大可靠性,从而获取最大的生产收益。

3.2 核电厂维修工作的特点和目标

3.2.1 核电厂维修工作的特点

1) 国家核安全监管部门对核电厂设备的在役检查、定

期试验、预防性维修大纲都有严格的规定，并实行严格的监督。

2) 核电厂的运行技术规范对核安全相关设备的退出运行和维修时间均作了非常苛刻的限制。

3) 核岛设备维修是在高辐射水平的环境下进行。为了降低维修人员的辐射剂量到合理水平和避免放射性污染，核电厂建立了严格的辐射防护管理制度。

4) 压水堆核电机组利用定期换料的机会安排对大量的设备进行检查和维修，包括了大量的预防性维修、纠正性维修、在役检查、技术改造、系统和设备的定期试验等等。大修所涉及的专业广泛，导致维修工作接口繁多。因此大修的组织和与管理是一项复杂的系统工程。

5) 因维修风险远远大于常规核电厂。风险分析是核电厂维修活动的一大特点。

3.2.2 管理目标

维修管理的总体目标是为核电厂长期安全、经济、可

靠性运行提供有效服务和保障。维修工作贯彻执行“安全第一、预防为主、保守决策”的核安全政策，使核电厂的核安全保持在最高水平。另外，在维修过程中的人员的受辐射剂量、放射性废物和工业废物应保持在“合理可行尽量低”的水平，并防止放射性物质的扩散和其他事故的发生。

3.3 组织机构

3.3.1 核电厂维修组织机构

(1) 组织机构的设置要以任务为中心。

(2) 组织机构的设置应根据功能设置岗位。

(3) 均衡性原则和满负荷原则。

(4) 维修组织的内部应便于横向联系，避免各分支机构划分过细和接口过多。

核电厂维修组织机构见图 4.2-19。

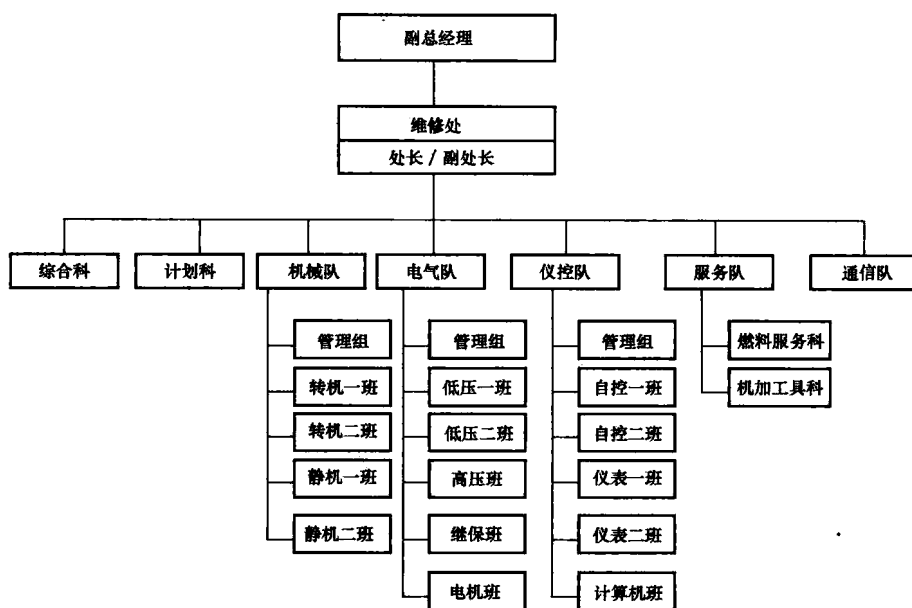


图 4.2-19 核电厂的维修组织机构图

3.3.2 任务

- 1) 核电厂的日常生产计划与大修计划。
- 2) 设备的日常维修与换料大修的准备和实施。
- 3) 大修的组织与管理。
- 4) 维修程序的编写、修改和批准。
- 5) 机、电、仪表和系统的定期试验。
- 6) 设备缺陷的初步分析及处理。
- 7) 现场服务及放射性固体废物管理。
- 8) 维修成本控制。

3.4 维修文件

3.4.1 维修政策

《维修政策》是电厂实施维修活动的指导性文件，它对维修工作目标和总的指导思想、组织和分工原则作出了规定。《维修政策》的主要内容包括：总则、维修目标、维修准则、维修组织与责任、维修程序、质量保证，

3.4.2 维修大纲

《维修大纲》是装料许可证申请必须送国家核安全局审查的十三个文件之一，它是由国家核安全局审查批准的，具有法律效力。它是一切维修活动的纲领和准则。《维修大纲》

包括维修目的、目标、组织机构与职责、维修策略、维修分级、维修计划管理、维修文件体系、维修实施、维修监督、不符合项管理、经验反馈、维修设施、维修记录与档案管理、维修物资供应管理。

3.4.3 维修管理程序

为了使核电厂的维修活动标准化、规范化、程序化，使维修政策得到执行和落实，必须有一套规范化的维修管理程序。维修管理程序对维修人员、维修组织机构与职责、维修计划管理、换料大修管理、预防性维修活动、纠正性维修活动、特殊维修活动、维修工作过程、工具管理、备件管理、物项替代、防异物要求等都做了具体详细的规定，依据是《质量管理手册》，维修管理程序分三个层次，第一层是政策性程序（AD），第二层是执行性管理程序（IP），第三层是处级管理程序（BP），见图 4.2-20。

3.4.4 预防性维修大纲

《预防性维修大纲》是对某一类设备应实施的主要维修类别、内容和维修周期所作的原则规定，是编制预防性维修计划和检修规程的依据。编写《预防性维修大纲》的依据是《设备运行维修手册》或《设备使用维护说明书》，它的内容包括：主要技术参数、维修周期、各维修类别的维修内容。

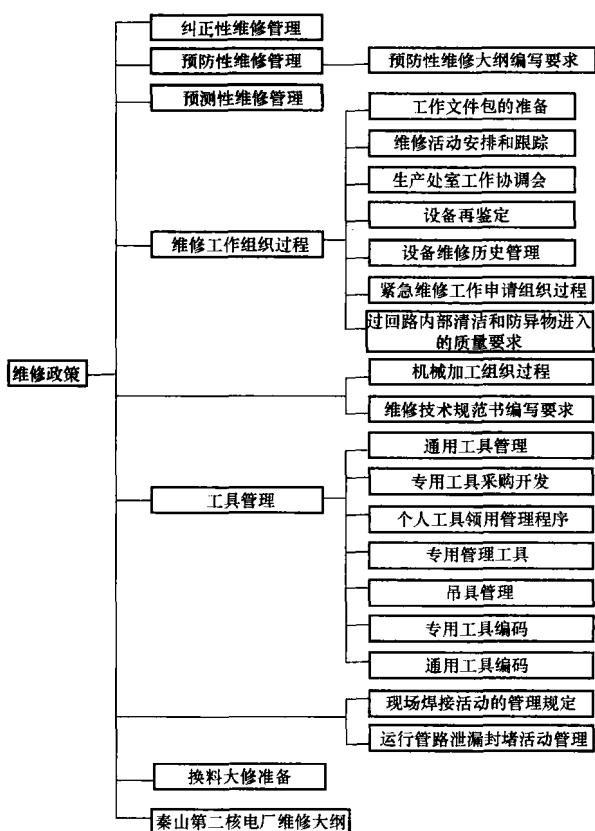


图 4.2-20 维修管理程序

3.4.5 维修规程

《维修规程》是指导维修工作人员对某一设备实施检修工作的检修工艺与操作步骤的文件，是检修工作具体的执行文件。对核电厂的任何系统工艺设备实施检修都必须使用维修规程，以避免人为失误对电厂造成重大影响和损失。因此，维修规程对进行该维修活动的整个过程作了严格规定。其主要内容有人员资格、定额工时、工业安全、风险分析及预防措施、现场先决条件、备件及工具、材料清单、使用许可证的种类、操作步骤、见证点和停工待检点要求、维修记录、再鉴定要求、工作终结要求、维修报告。维修规程按设备维修的类别分为：月度检查、季度检查、半年检、年检、三年至五年检、十年检和解体大修规程等。

3.4.6 试验规程

试验规程是按核电厂定期试验监督大纲要求的试验项目而编写的试验操作文件。试验规程规定了试验的内容、试验参数标准、试验先决条件、试验的步骤、试验记录、试验结果评价。现场的所有试验项目必须按试验规程的要求进行。

3.4.7 操作规程

操作规程规定了人员资格、操作前准备、操作条件、操作工序等。

3.4.8 维修技术规格书

维修技术规格书是对于外委设备的检修的总体技术要求。

3.5 维修计划

3.5.1 计划项目的产生

核电厂维修计划项目来源于以下几个方面。

1) 预防性维修：在维修政策和维修导则指导下的预防性维修大纲是计划项目的主要来源之一。计划人员按照预防

性维修大纲的内容和要求将其中的项目转化到大修计划数据库和日常计划数据库中，形成标准的计划项目。

2) 定期试验：计划人员根据《定期试验监督大纲》建立统一的定期试验计划。

3) 在役检查：在役检查大纲是形成设备在役检查计划项目的来源。计划人员按照在役检查大纲的内容和要求将其中的项目转化到大修计划数据库和日常计划数据库中，形成标准的计划项目。

4) 工程改造项目：经核电厂核安全委员会和核电厂生产技术委员会批准的工程改造项目直接列入年度计划或月计划之中。

5) 纠正性维修：设备发生故障或缺陷后，需要纠正性维修形成的计划项目。

6) 服务支持：因现场工作需要而提出的支持、配合类的工作申请也属于计划项目的一部分。

3.5.2 日常计划的编制

维修管理体系分为大修计划和日常计划两个部分。机组换料大修期间以外进行的所有生产活动都全部纳入日常计划体系的管理和控制，日常计划涵盖了机组非换料大修期间所有的预防性维修、纠正性、定期试验、在役检查、技术改造等生产活动。

日常计划按所控制的时段可分为年度计划、月度计划、周计划、三天滚动计划和日计划，系统或设备维修的专项维修计划，以及专用于非计划性停堆维修计划和设备事故的抢修计划。

3.5.2.1 年度计划的编制

核电厂的年度计划是该年度核电厂生产的总体指导性文件。年度维修计划和年度定期试验计划，包含了年度内要执行的所有预防性维修和定期试验工作，是日常生产月度计划、周计划、三天滚动计划和日计划编制的依据。

(1) 年度维修计划

年度维修计划是根据计算机生产信息管理系统中(CMS)的日常预防性维修数据进行编制。年度维修计划以预防性维修活动为主体，同时又包括该年度内计划执行的在役检查、技术改造等内容。年度维修计划在编制过程中主要考虑以下几条原则：

1) 项目安排结合系统、设备运行方式，力求相关设备维修达到最佳的优化组合。

2) 要与核电厂的年度发电计划和该年度内换料大修计划充分结合，安排好换料大修前后的过渡性维修。

3) 注意核电厂运行技术规范的限制，注重对核安全相关设备的预防性维修和试验在遵守技术规范的前提下进行合理安排。

4) 注意各种资源的合理配置，充分利用各种资源，尽量降低核电厂的运行成本。

(2) 年度定期试验计划

年度定期试验计划编制过程：

1) 从CMS中查询出该年度需计划安排的所有定期试验项目。

2) 将定期试验项目进行编辑、调整、补充相关信息。确定计划执行的各时间点。

3) 该年度机组换料大修区间，注意对换料大修期间和过渡期间的定期试验安排进行检查，并在遵守技术规范的前提下进行调整。

4) 年度定期试验草案，应提交核电厂各相关部门审查，提出反馈意见。最终修改完成年度定期试验计划。

3.5.2.2 月度计划

依据年度维修计划和年度定期试验计划编制月度计划,它包括每月要执行的所有预防性维修、定期试验、技术改造等生产活动项目,并为周维修计划的编制提供依据。

月度计划项目结构安排如下:

1) 整个计划划分为四个部分:①可能导致降功率或停机停堆的高风险工作、产生 IO 的设备维修、重要的设备大修;②所有定期试验;③其他预防性维修工作;④工程改造工作。

2) 计划工程师按照运行技术规范的要求、严格控制机组风险的原则和工作任务平衡配置的原则进行合理调整,确定出每个项目在该月计划中的具体执行时间。

3) 各部分项目按照计划执行时间分别归入该月度各周的计划之中,最后组成整体的月度执行计划。

3.5.2.3 周计划

生产维修活动周计划把该周安排的工作分成重要工作、一般性工作和定期试验等三个部分,其中重要工作是指对机组运行有重大风险的维修或定期试验、IO 设备维修项目、重要设备维修或改造。

生产维修活动周计划还把计划部门管理的等待机组状态工作票清单和等待备品备件工作票清单作为附件,要求核电厂各相关部门关注这些项目,以便机组状态达到或备品备件到货后可立即安排执行。

3.5.2.4 三天滚动计划

三天滚动计划实际上是生产活动日计划控制范围的扩展:在日计划基础上多列出未来两天的生产活动:一是可预知未来两天的维修和试验活动,结合最近机组上的设备缺陷,达到项目的优化安排;二是可使相关部门能够及时对后两天要执行的维修或试验活动提前做好准备,保证计划得到更严格的执行。

3.5.2.5 日计划

日计划的编制是建立在周计划的基础上,内容中除了计划内安排的预防性维修、定期试验、工程改造活动外,还有当天要执行的纠正性维修、服务支持工作、主控制室报警跟踪处理以及运行处与维修试验相关的重要操作等。日计划的内容涵盖全核电厂当日所有机组上的生产活动,并规定了各项活动的具体开工时间和工期窗口,要求各部门严格按照计划开展工作。

日计划分为紧急工作申请、主控制室报警跟踪、重要活动及定期试验、纠正性维修、预防性维修、服务支持性维修共六个部分,重点突出紧急工作申请和重要生产活动中计划安排的跟踪与控制及相关项目之间建立正确的逻辑关系。

3.5.2.6 专项维修工作计划

核电厂的专项维修工作计划是指针对专门的系统、重要设备或复杂设备的维修及试验等项目而编制的专项计划。主要用于控制维修的实际进度和协调各专业的工作与接口,以保证该维修或试验项目在执行中的有序性和可控性。

专项维修工作计划按维修涉及范围分为系统专项维修计划和设备专项维修计划两类。

系统专项维修工作计划的编制是建立在系统停运后须安排的相关维修项目基础之上的,按年度或月度计划进行设备的定期维修,以及设备在役检查等方面的工作。同时系统专项维修计划中也要包括该系统在系统停运时才能处理的纠正性维修遗留项目。

设备专项维修计划的编制是建立在设备维修的质量安全计划基础之上的,该计划是以设备的维修为主线,加上运行部门的相关操作以及相关专业的辅助工作。

3.5.2.7 抢修计划

抢修计划根据维修方案、维修所需状态、故障设备对机组的影响、人力和工具的安排等因素编制。它包括工作序号、工作内容、工时、开工时间、完工时间、负责单位、相关单位、相关工作的逻辑关系及完成每项任务所需的资源等项目。

停机停堆抢修计划是针对导致停机或停堆的设备预想故障的具体抢修计划。导致停机或停堆的故障分为两个方面:一是直接导致停机或停堆的设备故障,即重大设备和关键设备;二是虽没有直接导致停机或停堆,但由于处理不当或故障扩大影响到其他设备而导致停机或停堆的设备即次关键设备。

停机停堆抢修计划包括三个部分:第一部分是降负荷至停机或停堆;第二部分是故障设备的抢修;第三部分是标准的启动或启堆计划。

抢修计划的编制应考虑:当时机组状态;对其他设备的直接影响或潜在影响,影响可能造成的后果,并制定防范措施和应对计划;在不妨碍抢修关键路径时,“等状态”的缺陷经分析论证认为比较严重时,应尽量同时处理,必要时可考虑适当延长窗口。

3.6 日常维修管理

3.6.1 工作许可证的类型和使用

(1) 隔离许可证 (PW)。

隔离许可证 (PW 票) 主要适用于同时满足下列条件的工作:

- 1) 需要拆卸或打开设备、系统;
- 2) 设备、系统中的工作源有可能危险人身和设备安全;
- 3) 进入工作区的工作源能够被正常的隔离措施完整、可靠、合理地截断。

(2) 试验许可证 (PT)。

试验许可证 (PT 票) 主要适用于需要将设备、设施投入/退出运行或置于非正常运行状态才能进行的工作。

(3) 使用外源许可证 (PR)。

使用外源许可证 (PR 票) 主要适用于需要向设备、系统引入其自身以外的其他动力源的工作。

(4) 介入许可证 (PI)。

介入许可证 (PI 票) 主要适用于运行处以外的人员进入运行现场或在运行的设备上,在设备不退出运行的条件下,从事对人身和设备安全不会造成威胁的工作。一般介入工作满足以下两个条件:

- 1) 设备的运行不会危及介入人员的人身安全。
- 2) 介入工作不会影响设备的正常运行。
- (5) 特殊作业许可证 (PX)。

特殊作业许可证 (PX 票) 主要适用于同时满足下列条件的工作:

- 1) 需要拆卸或打开设备、系统。
- 2) 设备、系统中的工作源有可能危及人身和设备安全。
- 3) 无法将进入工作区域的工作源用正常的隔离手段完整、可靠地切断;由于工作环境限制,不能完全保证工作人员的安全;需要频繁地使用进入工作区域的工作源,避免 PW 票→PT 票的多次转换。

许可证逻辑见图 4.2-21。

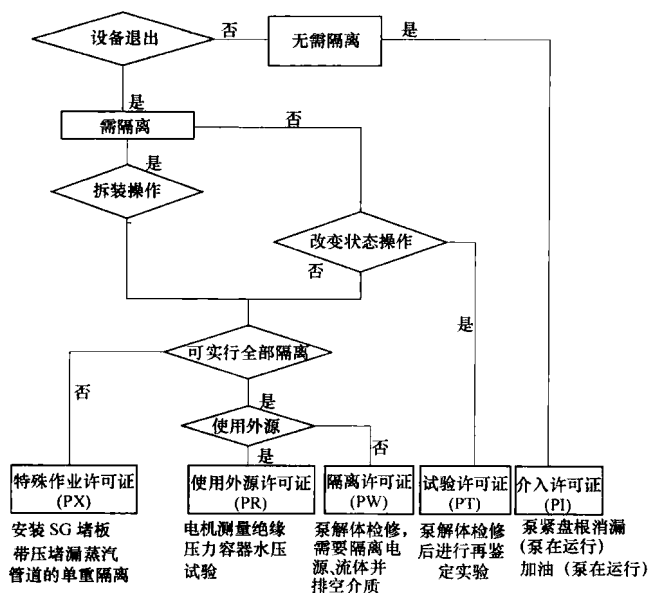


图 4.2-21 许可证逻辑图

3.6.2 核电厂工作申请优先级别定义和适用范围

维修工作优先级别一般是针对纠正性维修而言的，将维修工作根据紧急程度进行分级管理，以利于制订合理的检修计划，对紧急故障缺陷进行及时的处理。对于预防性维修和定期试验应严格按照计划时间执行。对于服务支持配合类工作应按主专业要求时间执行。

工作申请票的优先级别是根据要求的响应时间来进行分类的，响应时间的定义如下：

1) 对于 2~4 级工作申请票：响应时间是指从接到工作申请票或其他任务通知渠道开始到在 CMS 中准备好工作包，并将工作申请单的状态推送到“待计划开工”，同时将纸质文件包送交维修计划科或生产计划科的时间段。

2) 对于 1 级工作申请票：要求从接到工作申请票或其他任务通知渠道开始，立即赶赴主控、隔离办或现场。

现行维修工作申请优先级别共分为 5 级，其各级响应时间要求和适用范围如下：

(1) 1 级：立即响应。

1) 工作流程：由运行操作员直接通知相应的执行专业人员，同时通知维修计划人员（机组日常期间）、生产计划人员（机组大修期间），同时通过 P06 制作 CBA 工作许可证，等待执行专业人员到场使用。执行专业人员接到通知后（包括工作申请票或其他任务通知渠道）立即响应，包括现场确认、检查、风险分析、文件准备等。具体执行按《紧急及简易缺陷处理过程管理》。

2) 适用范围：设备故障使核电厂的核安全和发电能力受到严重威胁，如设备故障属第一组 I0 或 8h 以内可能发展为第一组 I0，已经影响或 8h 内将影响机组可用率超过 5% 的设备故障。

(2) 2 级：24h 内响应。

1) 工作流程：通过正常的维修工作组织过程进行工作申请、故障诊断、工作票准备、工作许可证制作等。具体执行按《紧急及简易缺陷处理过程管理》。

2) 适用范围：因设备不可用直接导致核电厂核安全性受到严重降低（如已产生第二组 I0）；设备缺陷有可能导致机组停机停堆或降负荷的风险，可能对核电厂生产造成影响

响；已经影响或可能影响计划关键路径的设备故障缺陷（换料大修或停机检修期间）；消防系统或火警探测系统不可用且无临时措施；可能对人员或设备有严重不可避免的风险；使人员受到伤害或设备受到损坏且无临时措施可采取的眼前风险。

(3) 3 级：72h 内响应。

1) 工作流程：通过正常的维修工作组织过程进行工作申请、故障诊断、工作票准备、工作许可证制作等。

2) 适用范围：对核安全和生产有潜在影响；消防系统不可用（临时措施已投用）；对工业安全有严重影响（临时措施已投用）；在一定程度上影响计划进度（换料大修或停机检修期间）。

(4) 4 级：一周内响应。

1) 工作流程：通过正常的维修工作组织过程进行工作申请、故障诊断、工作票准备、工作许可证制作等。

2) 适用范围：不影响系统设备正常运行的纠正性维修工作；一般辅助性的服务支持类工作和技术改造工作。

(5) 5 级：等状态工作。

1) 工作流程：通过正常的维修工作组织过程进行工作申请、故障诊断、工作票准备、工作许可证制作等。

2) 适用范围：在当前的条件或机组状态下该工作不能执行，而需要在特定的条件或机组状态下才能执行，如等待下次试验、下次设备切换、机组降功率甚至停机/停堆、换料大修等（目前等状态的定义包括 11 种状态：换料冷停堆、维修冷停堆、正常冷停堆、RRA 投入的双相中间停堆、热停堆、热备用、停汽机、降功率、停系统、停设备、其他）。

3.6.3 日常维修工作过程管理

高质量的维修是核电厂安全可靠运行的保障。为了提高维修质量、防止维修工作中的人因意外失误，除加强维修人员的工作技能和知识水平外，必须对维修的全过程进行规范化管理和有效的控制。维修工作过程开始于维修活动工作申请的发出，经过工作文件准备、安全措施的建立、现场实施、再鉴定试验，结束于维修报告的填写。过程可概括为工作申请、工作准备、风险审查、现场实施、完工报告等五个重要过程。核电厂的工作过程强调工作过程中各环节的计划性、独立性、互补性和相互的监督制约功能，体现纵深防御的核安全文化思想。

维修工作过程管理和维修工作过程结构图分别见图 4.2-22 和图 4.2-23。

3.7 核电厂大修

压水堆核电厂在每一个的燃料末期必须更换部分核燃料以维持下一个燃料循环的运行，这种燃料更换的过程称为“换料”。在换料期间实施设备检修即换料大修。为配合核电厂中长期发电计划，更有效地规划、管理所有的大修活动，有计划、有步骤地优化大修活动、缩短大修工期，各核电厂根据工期的长短和大修工作范围的不同，分为十年大修、五年大修、年度大修等三种类型。

3.7.1 大修的目的

大修的目的是更换到了寿期末的燃料，利用换料这一段时间，集中完成机组各系统、设备在正常运行期间不能执行的预防性维修、试验、设备改造、在役检查等工作，并对停机前或停机期间检查发现的设备缺陷进行纠正性维修，以提高设备的性能和可靠性，保证机组、系统、设备在下一个燃料循环中保持安全、连续、稳定运行。

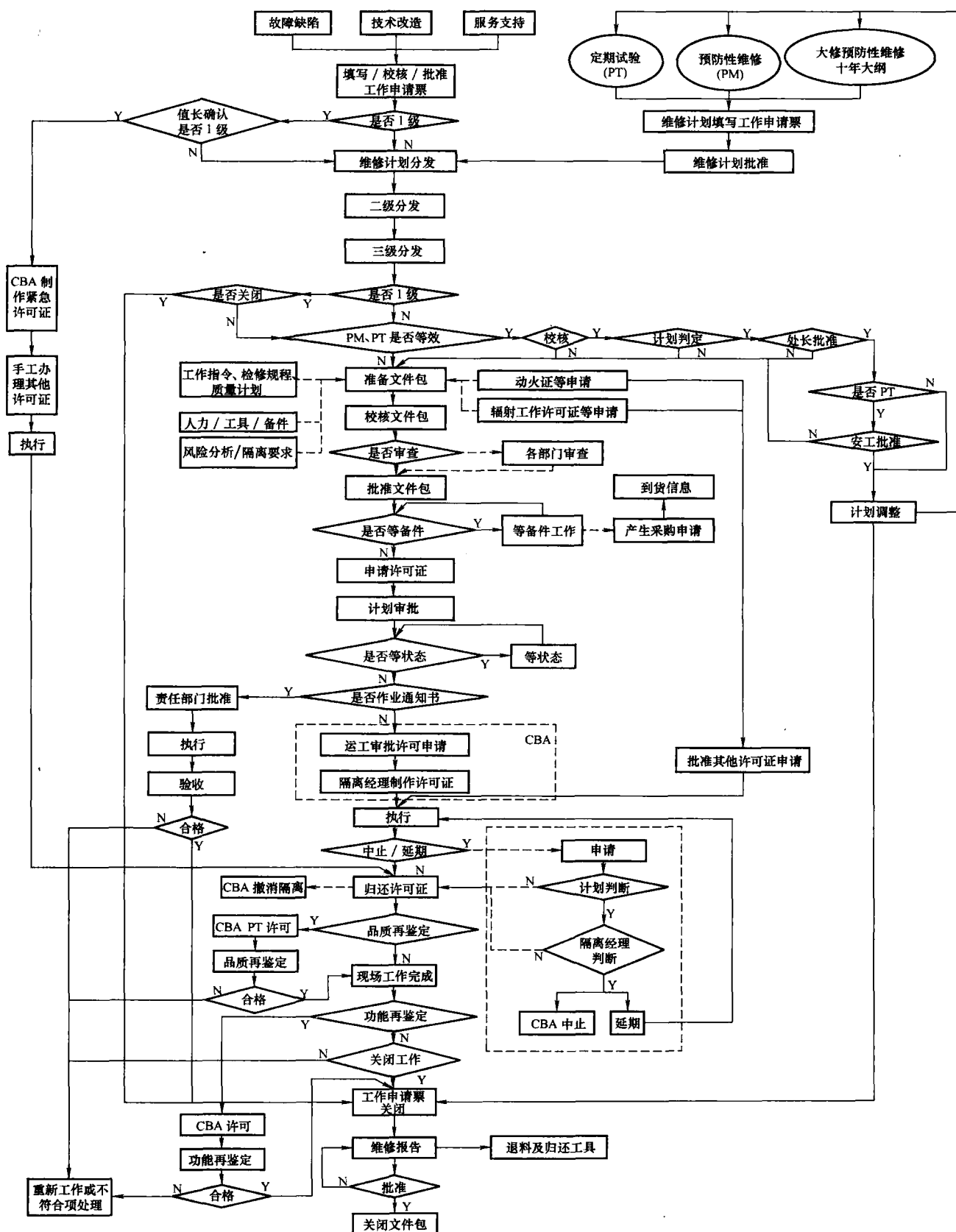


图 4.2-22 维修工作过程管理

3.7.2 大修管理

3.7.2.1 大修政策与原则

核电厂的大修管理政策应明确规定以下原则：

1) 根据负荷需求、燃料的燃耗情况、需要实施的维修、试验与检查、在役检查、技术改造的工作量来预期大修

工期。

2) 维修、检查与试验大纲应完全符合运行总则、国家核安全法规。

3) 实施所有核安全相关的工作前均应进行分析，以评估潜在的风险，大修期间未完成的工作，应评估其对核电厂

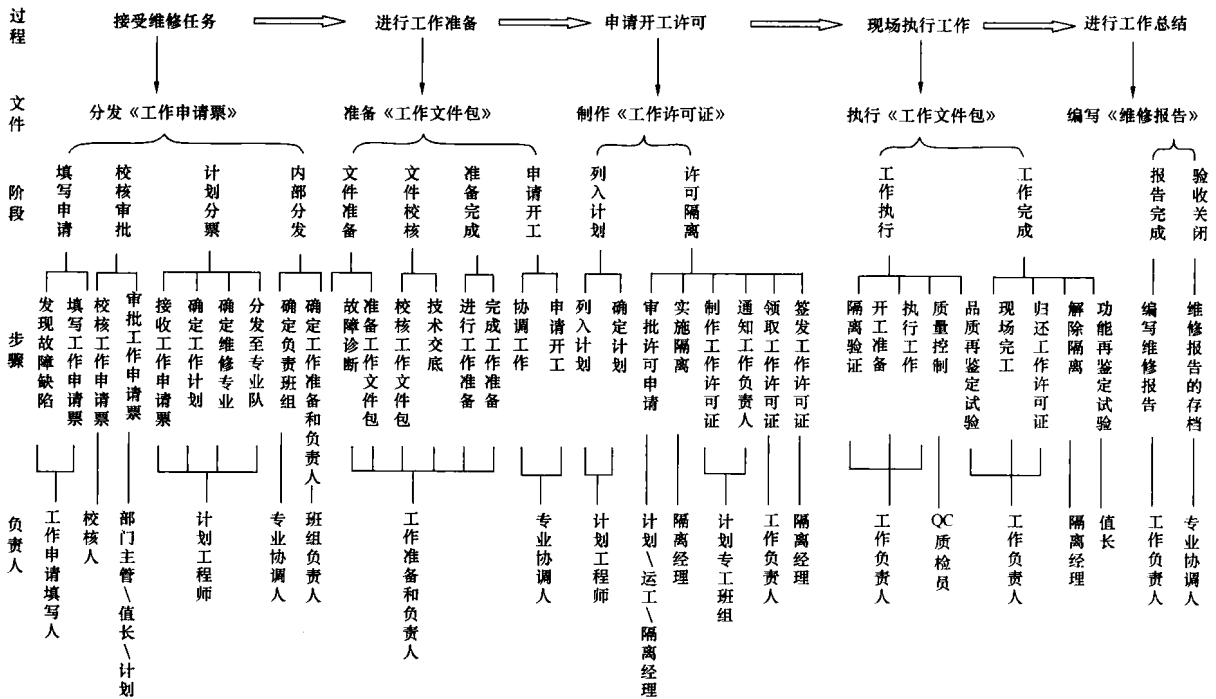


图 4.2-23 维修工作过程结构图

运行的影响。

4) 应遵守“合理可行尽量低 (ALARA) 的辐射防护原则”。

5) 尽量减少放射性废物的产生。

6) 核电厂人员均有控制核安全与质量的责任。

7) 利用国内外核电厂的外部经验反馈。

8) 大修实施前应提交换料大修报告，制定出大修工作清单，包括纠正性维修工作、预防性维修工作、定期试验、在役检查试验以及其他检查工作。与此同时应预计每项工作所需的人力要求与完工时间，以利用计划、进度控制及协调工作的开展。应尽可能准备好大修活动的工作包（包括各种程序、备品备件与材料、专用工具、隔离边界和特殊许可证）。

9) 确定大修关键路径与重要里程碑。

10) 定期召开大修计划会议，检查大修进度并进行必要的调整。

11) 系统和设备可以投入运行之前均应进行再鉴定，包括要求的品质再鉴定与通常均应进行的功能再鉴定。

12) 建立一个专门的换料操作小组。

13) 换料大修应尽可能缩短反应堆压力容器水位处于中间水位的时间，减少堆芯失去冷却风险。

14) 大修期间应特别关注冗余电源、堆芯冷却系统、安全壳的完整性、乏燃料水池的冷却、换料操作以及辅助系统中安全相关系统的相互关系。

15) 严格监督燃料余热导出系统的正常功能、系统的可用性以及防止裂变产物外泄的三道屏障的状态。

16) 大修结束后，在机组重新启动以前，应检查所有安全相关工作的状态，有关设备已经准备就绪并完全可用。

3.7.2.2 大修组织机构

(1) 大修组织机构的特点。

1) 采用项目管理方法成立大修组织机构，任命大修经理，负责全面组织和指挥换料大修各种活动。成立横向的专业项目组，加强不同专业、不同部门人员之间的协作功能。

2) 以计划为龙头，在大修组织机构中建立强大的计划

管理功能，通过大修准备计划、大修进度计划、大修滚动计划及各种专项计划来组织协调大修各种工作的实施。

3) 加强大修过程中的运行管理。从大修准备开始，任命大修运行经理，成立大修运行组织机构。负责大修准备期间的大修运行操作文件包、隔离计划等的准备；进行大修期间的机组状态控制，系统、设备操作和在线检查，安全隔离措施实施和解除，定期试验和再鉴定试验等重要活动。

4) 推行全面的安全和质量监督机制。安全监督人员除了在大修期间对机组、系统状态，现场环境，现场活动实施监督外，还全面审查大修工作文件包的有关安全风险和措施等内容，推行全过程的安全监督。在质量控制方面，除了专业技术 QC 检查外，QA 人员积极参加大修质保监督。

5) 独立自主的大修组织管理和使用维修承包商。

6) 重视经验反馈，提高大修的安全、质量水平、防止人因失误、优化计划。

7) 重视大修成本管理和控制，执行严格的大修预算计划，对重大维修活动和改造项目进行投入产出的经济效益分析和评估。

(2) 建立大修组织机构。

每次换料大修必须建立相应的大修组织机构，换料大修组织机构包括指挥层、监督层、执行层和支持层四个部分；对于接口多，内容复杂的活动成立专项组；

作为换料大修核心的大修经理在大修前 8 个月确定并开展工作，换料大修组织机构中主要成员在大修前 6 个月确定并开展工作；大修前 3 个月确定大修组织机构中所有成员；

机组达到满功率后，大修组织机构正式解散，但大修经理必须负责在各单位的支持下，2 个月内出版最终报告，包括经验反馈报告。

大修组织机构的基本框架如下：

1) 大修指挥部：大修指挥部是大修领导核心，负责所有大修活动的组织协调、计划安排和进度控制，以及大修重大问题的决策和组织管理。大修指挥部由大修指挥、大修经理、计划经理、运行经理、常规岛经理、核岛经理、核安全经理、QC 经理组成。

2) 大修执行层：大修执行层是由计划组、运行组、机械队、电气队、仪控队、服务队、性能试验科、在役检查科、土建维修、辐射仪表科、通信队等组成，在大修指挥部的统一协调指挥下，按照大修计划的要求，保质保量地完成本专业的大修工作。

3) 大修监督层：大修监督层是由核安全监督、质量保证、工业安全、辐射防护、质量控制、消防保卫等部分组成，在大修准备和大修执行期间对大修活动的准备和执行情况进行独立监督和审查。

4) 大修支持层：大修支持层是由物资供应、化学控制、物理试验、技术改造、培训授权、停复役申请、合同预算、信息文档、后勤保障、经验反馈等部分组成，负责大修前、大修期间以及大修后全过程的支持保障工作。

5) 大修专项组：对于大修项目中接口较多、技术复杂的活动将指定专门项目负责人组织协调这类活动的准备、实施以及经验反馈，如再鉴定、装卸料、配电盘检修、三废管理等专项组。

大修的组织机构见图 4.2-24。

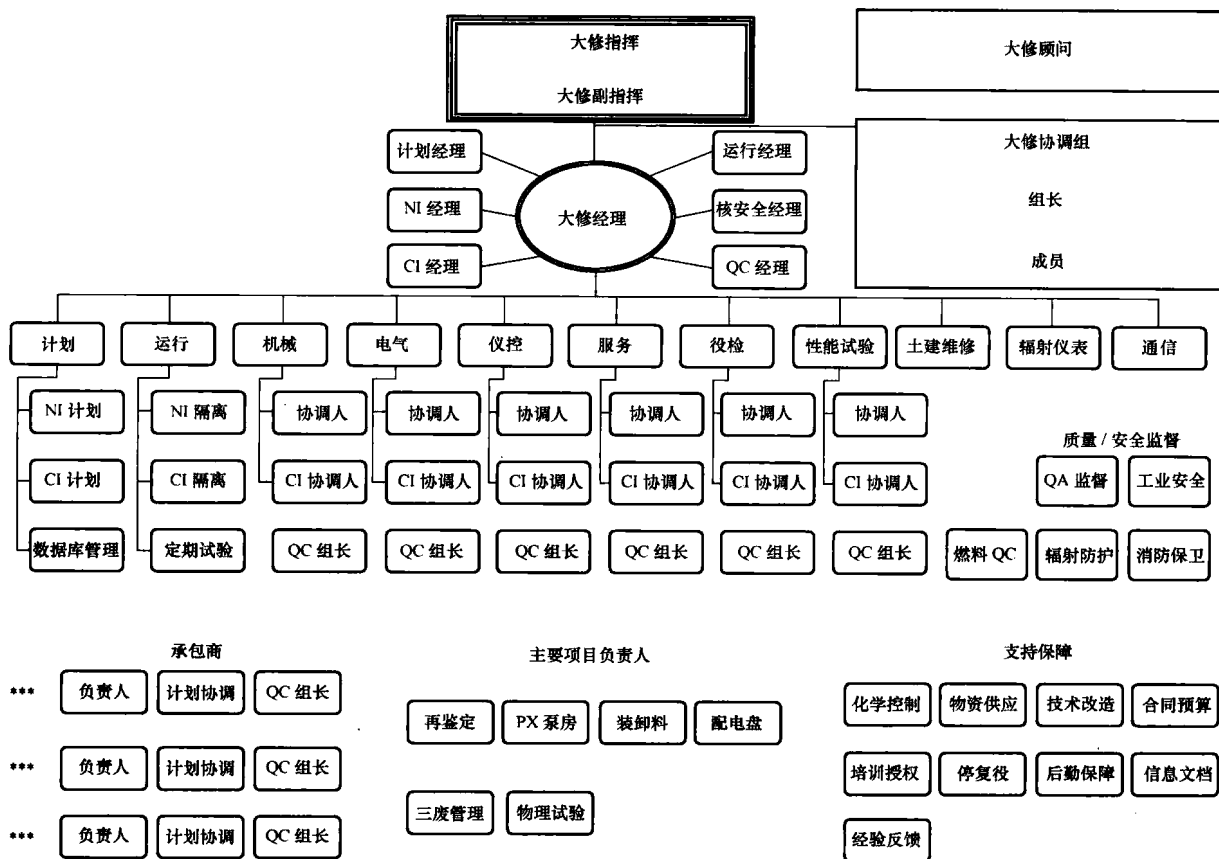


图 4.2-24 换料大修组织机构

3.7.3 大修计划管理

3.7.3.1 大修计划

大修管理的各项指标体现在工期、安全、资源和成本四个方面。大修计划在编制和实施的过程中必须以上述四个方面的指标为基础。工期是大修计划目的的直接体现。安全性要求包括核安全法规和运行技术规范的要求。核电厂的安全有特殊要求，为了保证大修期间堆芯的冷却、反应性控制和放射性屏蔽，明确规定了在机组各个状态必须可用的设备。大修计划在编制和实施的过程中必须严格遵守安全性要求，使设备有序地停运、检修和投运。当发生突发事件和调整计划时，必须重新评估其对安全性的影响。大修可动用的人力、物力和财力资源是有限的。在有限的资源条件下实现大修的管理目标，是大修计划在制定和实施过程中必须解决的问题。成本是大修管理的重要指标。

3.7.3.2 大修项目的确定

大修项目是在大修十年大纲（包括预防性维修、定期试验、性能试验、物理试验、在役检查等）、机组运行过程中遗留下来的问题（如等状态等）和经验反馈（如技术改造等）的基础上确定的。

(1) 标准化大修里程碑。

在换料大修的过程中，对不同的阶段、按一回路的的状态设置了相应的里程碑。M0：机组解列；M1：正常冷停堆；M2：稳压器人孔门打开；M3：反应堆水池满水；M4：卸料操作结束；M5：低低水位开始；M6：低低水位结束；M7：一回路水压试验结束；M8：压力容器 MIS 机检查开始；M9：倒列；M10：压力容器 MIS 机检查结束；M11：第二次低低水位开始；M12：安全壳密封性试验开始；M13：安全壳密封性试验结束；M14：装料开始；M15：装料后反应堆水池开始排水；M16：装料后开始排水至 RRA-LOI 水位；M17：稳压器人孔门关闭；M18：离开正常冷停堆 M19：进入热停堆；M20：临界；M21：机组并网 M22：满功率。

(2) 十年大修计划的编制。

十年大修计划属于机组的长期大修计划安排。机组的十年大修计划给出机组在未来十年的大修安排，内容包括所有周期性的维修项目（预防性维修、定期试验、性能试验、物理试验、在役检查等）及每个相关的信息（包括：设备代码、设备名称、工作描述、规程代码、执行专业、许可票的类型、所需的工期等等）。

通过十年大修计划项目的分布可以明确执行的大修类型(年度大修或十年大修)、影响关键路径的主要工作、预计的大修工期等。通过编制机组大修的十年大修计划,可以平衡机组未来十年的检修工作量,合理地调配和使用人力资源,为备品备件和其他工作的充分准备提供指导。

(3) 大修准备计划的内容。

大修准备计划包括以下几个方面内容:

- 1) 大修组织机构准备。
- 2) 大修项目及文件准备。
- 3) 大修计划准备。
- 4) 大修承包商准备。
- 5) 大修资源准备。
- 6) 预大修工作。
- 7) 大修前现场准备等。

(4) 大修准备进度的编制。

1) 大修前 8 个月:

- ① 成立大修办公室。
- ② 成立大修专项组。
- ③ 制订大修准备工作计划。
- ④ 确定大修策略。
- ⑤ 编制年度大修大纲。
- ⑥ 根据年度大修大纲提出备品备件采购申请。
- ⑦ 开始备品备件的采购。

2) 大修前 6 个月:

- ① 确定大修关键路径,编制大修主隔离窗口。
- ② 组织会议讨论年度大修项目。
- ③ 落实日常转大修项目(第一批)。
- ④ 落实本次大修中需要执行的技术改造项目(第一批)。

3) 大修前 5 个月:

- ① 完成标准工作包的审查。
- ② 各关键岗位人员到位。
- ③ 启动大修准备例会,落实大修准备的执行情况。
- ④ 提出立项申请,完成合同技术规格书。

4) 大修前 4 个月:

- ① 开始工作包的审查。
- ② 指定工作负责人。
- ③ 编制电气盘检修计划及再供电计划。
- ④ 编制机械贯穿件试验计划。
- ⑤ “D” 规程编写与审查。
- ⑥ 大修主隔离准备。
- ⑦ 在线文件准备。
- ⑧ 工具准备并提出必要的维护、采购、培训计划。

5) 大修前 3 个月:

- ① 确定承包商培训方案。
- ② 确定大修现场布置图。
- ③ 改造项目最终确定。
- ④ 发出 TSD/TCA 清单并提出相关工作申请。
- ⑤ 发出 QA 监督大纲。
- ⑥ 指定所有 QC 检查员。

6) 大修前 2 个月:

- ① 所有大修详细计划编制结束,开始审定。
- ② 向 NNSA 发出换料大修初始报告及特许申请。
- ③ 向 NNSA 发出堆芯装料计划和安全评价报告。
- ④ 开始预大修。

⑤ 落实大修通信手段。

⑥ 发出所有服务性工作申请。

⑦ 检查大修设施状态。

7) 大修前 6 周:

① QC 检查员培训。

② 启动与主承包商的会议制度。

③ 专用工具培训。

④ 发出各专业的详细计划。

8) 大修前 4 周:

① 准备再鉴定计划。

② 完成大修合同谈判。

③ 向国家核安全局 NNSA 发出项目更新的报告。

④ 承包商人员培训。

⑤ 检查卫生出入口。

⑥ 向大修指挥部最终汇报。

9) 大修前 2 周: 开始执行 “D21” 规程。

10) 大修前 1 周:

① 准备 RX 出入计划和组织。

② 大修前 3 天启动大修协调日会。

3.7.3.3 大修执行计划的编制

1) 大修主关键路径及水位图。大修主关键路径及水位图表示的是大修的主关键路径的工作组成及各种工作所需一回路水位的变化,同时,还包括大修的工期安排及各种工况平台下对进入 RX 厂房内人员的控制,大修主关键路径及水位图(见图 4.2-25)是大修各种计划编制的控制依据。

2) 大修主线计划。包括关键路径活动、运行操作活动、与机组大修状态直接相关的活动,以及汽轮机、发电机、励磁机及顶轴油系统等主机上的检修活动。它是大修执行计划的核心。

3) 大修检修项目计划。检修计划安排的是除主线包含以外的所有检修工作,它包括所有专业的预防性维修、纠正性维修以及在役检查项目、定期试验项目、技术改造项目等。

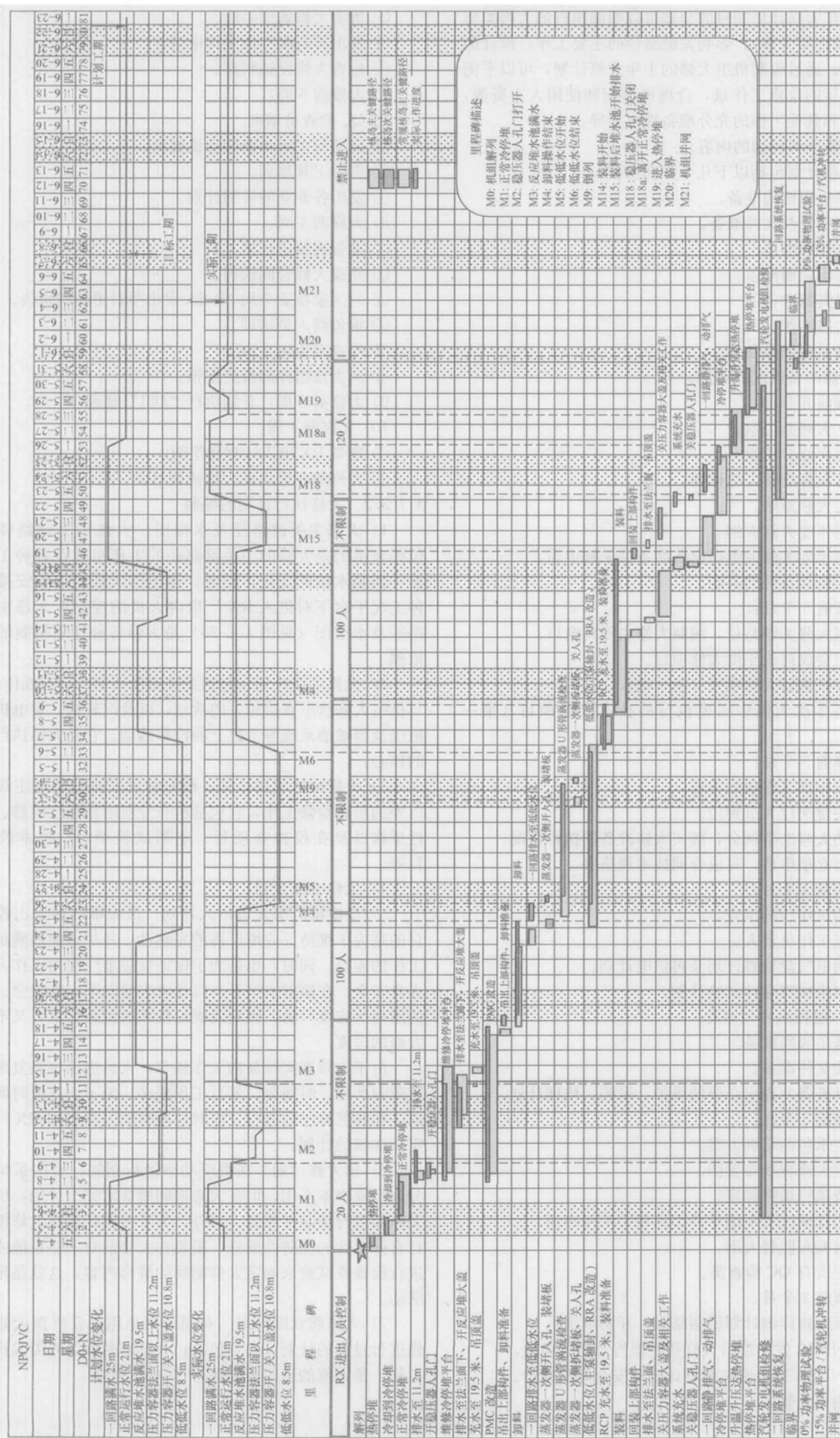
4) 大修专项计划。

5) 反应堆厂房人员出入计划。反应堆厂房进出控制的目的是为了维持反应堆厂房的完整性,并尽可能地满足现场工作的需要。同时,也是为了保证反应堆厂房内工作人员的人身安全。在辐射水平升高以及火灾情况下,能安全、快捷的撤离反应堆厂房,做到既满足技术规范的要求,又不影响大修的进度。

由于大修期间核岛内工作较多,人员进出也较复杂,人数限制严格,时间窗口紧且工作繁多。为了使这段时间核岛内工作井然有序的进行,应对这段时间人员进出 RX 厂房制定了详细的计划。

6) 预大修计划。在机组功率运行期间,有些系统是部分运行或根本不用,但在大修期间则要求完全可用,所以在大修前进行预防性维修。另外,为了根据状态在大修期间进行有针对性的预防性维修,需要在大修前对一些系统或设备进行检查或试验来确定大修期间的维修内容,这就是预大修活动。

7) 大修前双周计划。双周计划是用来安排预大修向大修进行过渡的计划,内容包括:大修解列前 2 周需要执行的工作,预大修的遗留项和执行 “D21” 规程。



4 核电厂的技术管理

4.1 核电厂技术管理范围

技术管理主要指设备管理、工程改进和技术支持等活动。设备管理包括：设备技术问题跟踪管理、系统或者设备状态监督与趋势分析、维修实施大纲优化、设备信息管理、设备实效根本原因分析、设备老化管理、战略备件管理、设备防腐和设备保养等；工程改进包括：技术改进项目的研究和组织实施、工程遗留问题处理、专用工具开发、物项替代；技术支持主要包括：核燃料管理、反应堆物理启动试验、化学、金属管道和压力容器在役检查与监督、性能试验、计量管理与化学监督等。

技术管理的目标是保持和提高机组设计运行性能，实现长期、安全、可靠、高效、稳定和经济运行。技术管理的特点是技术含量高、涉及的专业面广，包括机械、电气、仪器仪表、化学、土建、安装、金属材料、力学、堆工、核物理、热工、流体、计量和振动等。技术管理的工作内容和特点决定了核电厂的技术管理采用既有重点又有较为齐全专业的技术管理组织机构和技术外协的方式来实施核电厂的技术管理工作。

技术管理的方向包括以下内容：

(1) 提高能力因子：增加发电量，降低成本，提高设备健康水平，预防意外失效，减少人因失误，减少计划外停堆停机，改进维修的技术、工艺、工具和管理，提高维修的有效性，缩短大修工期等来提高能力因子。

(2) 提高安全性能：是核电厂技术改进的首要目的，主要技术途径包括：优化系统和设备的安全设计；优化运行规程、维修规程、维修实施大纲、化学监督大纲、在役检查大纲和设备老化管理等；完善对设备鉴定状态的监督和规范管理、规范记录和数据采集即设备老化的监督和预测；推广以可靠性为中心的维修，依据风险评估和实效趋势的监督预测的结果安排维修。

(3) 改进燃料管理的方向是提高核燃料的卸料燃耗。卸料燃耗越深，燃料循环的成本越低。

(4) 核电厂的寿命管理的主要工作就是提前预测、充分准备和合理安排这些潜在的特别维修、更换或改装项目，在动态中平衡得失，以便实现发电成本和现金流的最低化，尽可能地延长核电厂的经济寿命。

(5) 概率风险评价方法用于核电厂运行安全监督，它将大大提高监管的针对性，节省时间事件和资源，有利于核电厂和监管单位协同解决重点安全问题，提高核电厂整体安全水平。

技术管理工作内容详见图 4.2-26。

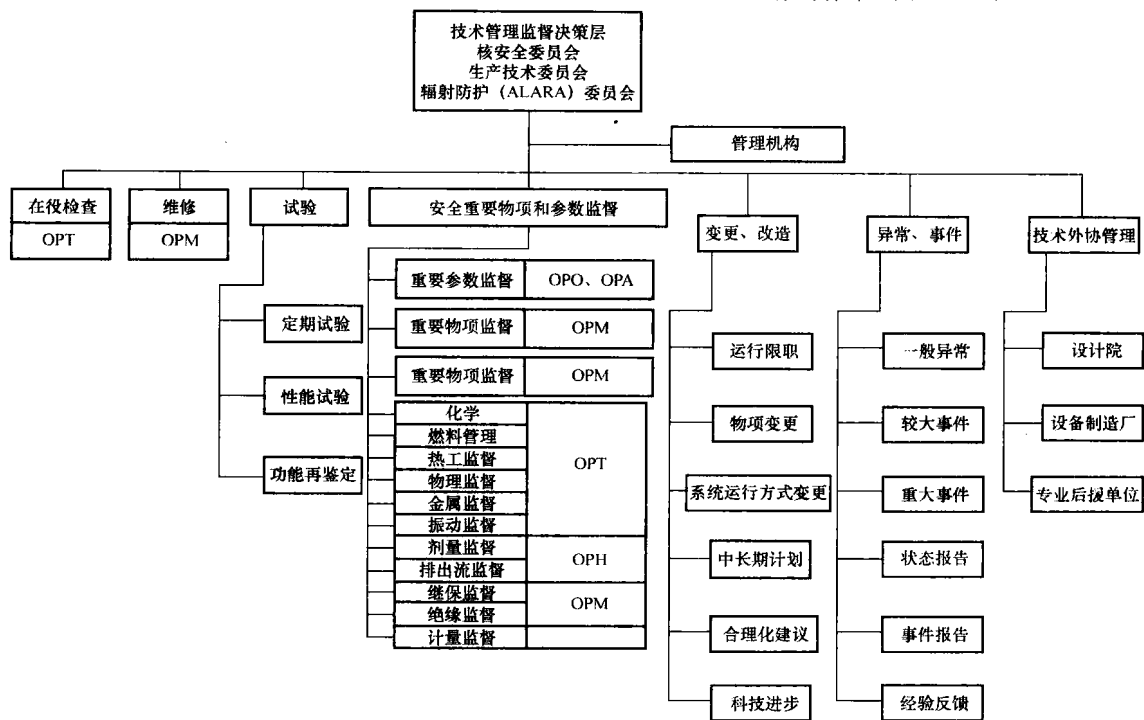


图 4.2-26 技术管理工作内容

注：OPO—运行处；OPM—维修处；OPT—技术处；OPH—安防处；OPA—办公室。

4.2 技术处组织机构和职责

4.2.1 组织机构

组织机构见图 4.2-27。

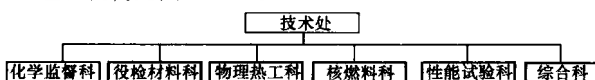


图 4.2-27 技术处组织机构

4.2.2 技术处工作职责

(1) 贯彻执行党和国家的有关政策规定，遵循法规、标

准、技术规范、适用的工业规范，完成各项工作任务，为达到、保持和提高机组设计运行性能，实现安全、可靠、高效、稳定和经济运行而全面开展技术支持工作。

(2) 制定堆芯和燃料管理政策、电厂检查、监督和试验政策，并组织实施职责相关的堆芯和燃料管理、换料、检查、监督和试验活动。

(3) 负责反应堆物理试验；负责热工、水力、热效率计算分析；堆芯安全监督与管理。

(4) 核燃料制造质量控制与驻厂监造，出厂验收、新燃料接收；换料大修燃料准备；核燃料入、出堆检查；燃料组

件堆内运行行为跟踪和评价;破损燃料组件处置;乏燃料组件和相关组件的管理;核保障监督相关工作。

(5) 电厂核材料管制和核材料衡算。

(6) 电厂安全重要物项监督。

(7) 电厂重要物项老化监督与电厂寿期的归口管理。

(8) 负责电厂化学、放射化学、电厂重要用油分析与监督;电厂重要化学原材料的品质控制;电厂化学相关技术支持。

(9) 核岛设备、常规岛和核电厂配套设施设备在役检查大纲的执行和修订。

(10) 电厂压力容器规范控制的归口管理。

(11) 电厂腐蚀与防护的归口管理。

(12) 电厂现场焊接活动的归口管理。

(13) 电厂无损检验的归口管理。

(14) 电厂化学、物理定期试验;安全相关系统和设备的部分定期/性能试验。

(15) 系统设备状态监督、趋势分析和失效根本原因分析。

(16) 电厂非 QSR 定期/性能试验的归口管理。

(17) 建立电厂系统健康状态监督计算机软件系统,并实施监督。

(18) 建立电厂设备可靠性数据库。

(19) 电厂运行效能分析,包括热力设备热效率监督。

(20) 提供日常和中、长期技术支持与技术服务。

(21) 处理与外部机构和单位在技术支持方面的接口。

4.2.3 物理热工科工作职责

物理热工科负责反应堆堆芯安全监测和管理,堆芯燃料管理,热工水力计算分析,物理试验,核材料衡算,组织堆芯换料战略研究等。

(1) 组织堆芯换料策略研究。

(2) 堆芯燃料管理、换料方案:组织正常和紧急换料堆芯设计、换料堆芯设计服务的采购和管理;负责编制换料堆芯安全分析报告。

(3) 电厂热工、水力、热效率等分析计算工作。

(4) 堆芯安全监测和管理:堆芯数据的采集、处理和堆芯管理;堆芯运行限值与改进。

(5) 反应堆的运行状况:跟踪和改进。

(6) 反应堆控制:为运行处提供反应堆监控方面的技术支持。

(7) 物理试验:负责物理启动试验和周期性物理试验,物理试验结果分析。

(8) 负责核材料衡算管理;离线衡算;定期向国家核管办提交核材料衡算报告。

(9) 负责同设计单位对有关核燃料循环、堆芯运行限制、堆芯换料政策等的业务联系工作。

4.2.4 化学监督科工作职责

化学监督科负责按照电厂化学监督大纲要求进行电厂化学、放射化学和电厂重要用油分析、监督与控制,以检验流体特性符合电厂化学技术规范;监督三道屏障完整性;电厂重要化学原材料的品质控制;电厂化学相关技术支持。

(1) 化学、放射化学、电厂重要用油分析与监督;临界硼浓度测量;水质、油质控制(流体指标控制与调整)。

(2) 核取样系统(REN)和常规岛水汽集中取样系统(SIT)的运行,电厂在线化学分析仪器的巡检和记录。

(3) 化学记录和报表(日报、周报、月报)。

(4) 实验室管理:实验室设备运行,仪器和设备的使用

和维护,备件申请,消耗品管理。

(5) 电厂重要化学原材料的申请和品质控制。

(6) 参与设备腐蚀现象的分析和制定相关设备保养工艺。

(7) 漏损燃料组件离线吸取试验;蒸汽发生器清洗情况跟踪。

(8) 三废系统运行的化学监督与支持。

(9) 向有关部门提供化学技术支持,参与电厂化学纠正行动。

4.2.5 性能试验科工作职责

性能试验科负责电厂安全相关系统和设备的定期性能试验、其他性能试验和瞬变统计等,以防止事故发生,提高系统和设备安全运行的有效性、稳定性、可靠性和延长寿命。

(1) 安全壳在役试验:规范要求的在役检查项目实施,安全壳 A、B、C 类试验,安全壳电气贯穿件检查,安全壳泄漏率在线监测系统运行和维护,安全壳结构性能试验,安全壳老化监督和寿命管理。

(2) 性能试验:水泵特性试验,热交换器效率试验与污垢跟踪,通风系统高效过滤器、碘过滤器性能试验,瞬变统计,氦检漏,其他性能试验。

(3) 常规岛热力性能监督:凝汽器、高加、低加、除氧器等特性试验,影响机组热力性能的重要参数监督。

(4) 定期试验管理:定期试验规程归档,定期试验缺陷周滚动、趋势分析,非 QSR 定期试验管理与分析。

(5) 系统监督和数据库:设备可靠性数据库,系统健康状态监督。

(6) 负责系统设备状态监督、趋势分析和失效根本原因分析。

(7) 旋转设备振动测量:定期试验监督大纲、要求的振动测量项目,包括转动机械平衡、汽轮机振动和汽轮机监视系统分析,设备检修后再鉴定振动测量项目,振动监测频谱分析。

(8) 配合其他处室承担的定期试验项目。

(9) 向有关部门提供技术支持和技术服务。

4.2.6 役检材料科工作职责

役检材料科负责核岛设备的役前和在役检查、常规岛和核电厂配套设施的在役检查、规范控制、辐照监督、腐蚀与防护、老化监督、核燃料组件管理等工作。

(1) 核岛的在役检查:规范要求的在役检查项目实施,非规范要求的在役检查项目实施,维修、承包商委托核岛检查项目实施,核岛役检发现超标缺陷的处理与关闭,核岛在役检查规范控制与管理,电厂射线探伤归口管理。

(2) 常规岛金属监督:常规岛和 BOP 压力容器在役检查,高能管道(包括仪表管、取样管)流体加速腐蚀(FAC)监测,汽轮发电机组在役检查,维修、承包商委托的常规岛检查项目实施,部分常规岛役检发现超标缺陷的处理与关闭,常规岛金属监督规范控制与管理,移动式压力容器归口管理。

(3) 腐蚀防护:电厂腐蚀防护归口管理;海水系统管道、设备腐蚀监测与防护,核岛、常规岛其余系统管道、设备腐蚀防护,阴极保护系统运行。

(4) 焊接规范控制:电厂现场焊接活动归口管理;现场焊接活动规范控制。

(5) 电厂重要物项老化监督与寿命管理:重要物项老化和核电厂寿命活动的归口管理;反应堆压力容器材料辐照监督与寿命管理,一回路管道材料、蒸汽发生器、堆内构件、

稳压器、高能管道、主蒸汽管道等老化监督与寿命管理。

(6) 大修在役检查计划与工作包编制；在役检查日常计划管理。

(7) 金相、役检实验室管理：金属材料金相、硬度检查，材料移动光谱分析，内窥镜检查，设备仪器维护与管理。

4.2.7 核燃料科工作职责

(1) 新燃料组件采购管理：新燃料组件及其相关组件采购合同管理；驻厂监造；新燃料接收准备、接收、检查。

(2) 电厂大修换料燃料准备：制订大修换料燃料移动、布置、贮存、倒换方案；移动、倒换最优化；燃料组件入堆前检查、出堆检查、漏损燃料组件检查。

(3) 运行和已辐照燃料组件管理：燃料组件堆内运行行为跟踪、燃料棒完整性分析评价；燃料组件泄漏对策研究与实施。

(4) 乏燃料组件和相关组件管理。

(5) 电厂核材料管制：核材料在线衡算（实物盘存）；燃料厂房管理与巡检。

4.3 设备管理与重要物项监督的关系

4.3.1 设备管理与重要物项监督的关系

根据 HAD103/09《核电厂安全重要物项的监督》，核电厂物项一旦可以投入运行就必须确保有足够的监督活动，以便验证核电厂是在规定的运行限值和条件下运行，并及时查明核电厂物项（构筑物、系统和部件）的各种性能以及可能导致不安全工况的任何不良趋向。因此需按照对安全生产的影响程度，对核电厂物项进行分级，重要物项监督大纲必须覆盖所有安全重要的构筑物、系统和部件（包括操作这些物项所需的辅助系统），尤其是屏障的完整性、安全系统和其他那些一旦失效很可能导致或加剧不安全工况或事故工况的物项。

重要物项监督包括对核电厂安全且经济的生产活动有重要影响的构筑物、系统和部件的物理特性和性能表现的监督。因此重要物项监督与设备管理工作有重叠和交叉的部分，两者的相互关系见图 4.2-28。

4.3.2 重要物项监督的目的

核电厂作为营运单位，必须确保对构成核电厂的物项，即构筑物、系统、设备、部件等，安排足够的监督活动，以确保电厂安全、稳定和经济运行。通过有效的重要物项监督活动（探测、分析和响应），达到：

(1) 验证本电厂是在规定的运行限值和条件下运行，以确保电厂处于满意的安全水平。

(2) 提高重要物项的可靠性、有效性和可利用率：

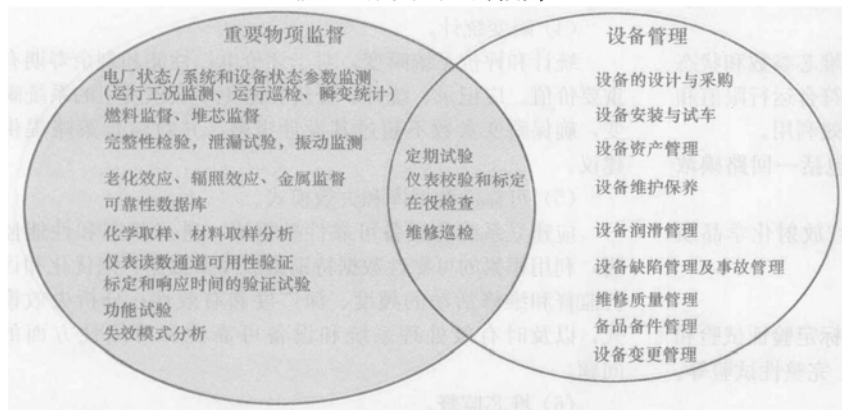


图 4.2-28 设备管理与重要物项监督的关系

1) 及时查出重要物项（构筑物、系统、设备、部件、结构、流体和材质）存在的缺陷、探测早期故障、查明状态/性能下降及不良趋向，并采取纠正行动予以恢复，以达到和保持其设计功能和性能。

2) 通过对可靠性和经验反馈的分析，采取改进行动，以提升其设计功能和性能。

(3) 重要物项监督活动的覆盖范围应包括：

1) 监测核电厂参数和系统状态。

2) 校准和标定仪表。

3) 试验和检查构筑物、系统和部件。

4) 对上述 1)～3) 项的结果的评价。

4.3.3 监督频率和深广度

(1) 所确定的监督频率和深度广度，应足以起到以下作用：

1) 满足适用法规、工业规范和标准的有关要求。

2) 保证电厂参数始终与规定的运行限值和条件一致。

3) 能查出存在的缺陷、探测早期故障、查出状态/性能下降及不良趋向，以及时采取纠正行动予以恢复，以保持其良好的设计功能和性能。

4) 保证在相继的两次监督行动之间，缺陷不会发展到导致事故工况的程度。

5) 为进行可靠性分析、预测、评价过度疲劳和/或过早老化可能产生的影响等提供足够的数据。

(2) 确定监督频率时，应考虑到预期的故障机理、可靠性分析结果和故障率的外部经验反馈等。当对重要物项的失效模式和可靠性缺乏经验时，采用偏保守的监督频率。

(3) 尽可能对同一物项运用多种监督方法，以提高探测未显露故障的置信度。

(4) 定期评价监督频率和深广度，以确定是否有效地使重要物项处于良好的运行状态。

(5) 从安全角度，需进行如下监督：

1) 放射性产物和周围环境之间屏障（燃料包壳、一回路压力边界和安全壳）的完整性监督：

① 为验证燃料包壳的完整性，必需的监督措施包括：氦气检漏、参数监测、取样分析（监测放射性和化学成分）、监测放射性物质向环境的排放。

② 为验证一回路压力边界完整性并估计其剩余寿命所需的监督措施包括：测定泄漏率、系统状态监测、一回路压力边界的检查和压力试验、系统的瞬变统计、密闭装置的密封性试验和可运行性试验、RPV（压力容器）的辐照监督、冷却剂化学品质的监测。

③ 为验证安全壳的完整性所需的监督措施包括：安全壳的泄漏率试验、贯穿件密封装置和密封关闭装置的密封性和可运行性试验、结构的完整性检查（如对衬里和预应力钢筋束的检查）、安全壳内条件的监督。

④ 另外，必须对在事故后可能含有较强放射性液体或气体的所有系统（其中有些系统位于安全壳外部）进行定期的密封性检验、压力试验和泄漏试验。

2) 安全系统（即保护系统、安全执行系统和安全系统辅助设施）的可用性监督：

① 验证安全系统的可用性。

② 验证触发动作的整定值以及所有响应时间的可接受性。

③ 对具有减轻事故工况后果功能的所有构筑物、系统和部件进行定期监督。在实际可行的最大限度内验证它们的可用性和有效性,并检查它们的各项性能是否下降。

④ 监督压力骤增的保护装置。

3) 对于那些一旦失效很可能导致或加剧不安全工况或事故工况的物项(高能管道、防火系统、停堆和冷却反应堆的系统等等),必须确保其安全性。

4.3.4 重要物项的确定

重要物项确定需充分考虑到以下需求:

(1) 安全性:与电厂安全密切相关,其故障会导致系统安全功能不同程度的丧失。

(2) 可靠性:与机组可靠性密切相关,其故障或损坏会导致系统或电厂停运。

(3) 经济性:与电厂经济运行密切相关,其故障或损坏会引起高昂维修费用或停运时段。

(4) 遵循以下法规/导则、政策、规范和大纲确定需监督的重要物项,并确定其中重大、关键和敏感物项予以重点监督,以确保电厂持续安全、稳定和经济运行:

1) 安全法规/导则、规范、政策对重要物项监督的要求。

2) HAF103, HAD103/09, HAD103/07。

3) FSAR(最终安全分析报告)。

4) 在役检查大纲,定期试验监督大纲,堆芯监督大纲,压力容器辐照监督大纲,化学监督大纲。

(5) 至少应考虑到以下因素确定非 QSR(安全相关)/非规范要求的重要物项,以确保电厂持续稳定和经济运行:含物项可利用率,设备寿命,工期和成本。

(6) 参考美国的做法,可经充分的分析,将核电厂物项分为:

1) 停堆停机相关。

2) 关键。

3) 重要。

4) 一般(允许运行到失效)。

4.3.5 重要性能/状态参数的确定

依据适用法规、工业规范和标准的有关要求,并根据电厂安全、稳定和经济运行实践和分析方法的需求,确定重要物项的重要性能/状态参数。系统状态、物项性能/状态的最重要参数都必须进行监测。

4.3.6 监督方法

采用以下基本方法进行重要物项监督:

(1) 监测。

1) 在主控室和定期巡检期间进行的监测,包括监视仪表读数、数据记录仪和计算机打印输出的参数值及观察电厂工况等。

2) 必须遵循 HAD103/03 进行堆芯重要堆芯参数和状态参数监测、电厂热工水力参数监测,以保证符合运行限值和条件,满足燃料完整性要求和达到燃料的有效利用。

3) 必须监测燃料组件堆内运行行为,包括一回路碘浓度管理等。

4) 在线和/或人工取样,进行流体化学/放射化学品质监测、材料成分和性能等分析。

(2) 试验。

包括定期试验和性能试验,仪表校验,标定验证试验和验证试验,功能试验和/或功能再鉴定试验,完整性试验等。

1) 定期试验和性能试验。

应实施系统定期试验监督大纲(包括非 QSR 试验大

纲),以及时查明重要物项(构筑物、系统、部件、结构、流体和材质)的状态/性能下降及不良趋向,并采取纠正行动予以恢复,以达到和保持其设计功能和性能,提高重要物项的可靠性和可利用率。

2) 仪表校验,标定验证试验和验证试验:

① 应进行比较监测,校验仪表读数通道的可用性。

② 应进行标定验证试验,校验已知信号在输入仪表或通道后能否给出所需输出信号。

③ 应进行响应时间验证试验,验证响应时间是在规定限值之内。

3) 功能试验和/或功能再鉴定。

应视具体情况进行、手动启动、电动阀行程时间、试验信号一输出动作/读数、启动驱动装置观察运行情况、整定值验证等功能试验和/或功能再鉴定,以保证试验过的系统或部件能发挥预期的设计功能。

4) 完整性试验。对安全壳、冷却剂系统等进行密封性试验、和/或压力试验、和/或泄漏试验,以验证其完整性。

(3) 检查。

包括在役检查、辐照效应、老化效应、金属监督和燃料检查。

1) 在役检查、辐照效应、老化效应和金属监督。按照适用法规、工业规范和标准(HAD103/07, RSEM, RC-CM, ASME)等进行在役检查和金属监督,找出应力、温度、辐照、氢吸附、腐蚀、振动和磨蚀等所致老化、脆化、疲劳以及缺陷的形成和发展等损伤,并判断其对电厂继续运行是否可接受,或是否有必要采取补救措施,以确保机组安全运行重要的物项处于满意的安全水平。无论何种原因,修理或更换的部件都必须重新进行检查。

2) 燃料检查。对新燃料和怀疑漏损的已辐照燃料进行检查。一般原则是:

① 新燃料接收检查:新燃料在运抵现场以后,必须进行新燃料接收检查。

② 必须检查怀疑已在操作和贮存时引起损伤的任何燃料,并进行工程判断。

③ 漏损燃料检查:当冷却剂中裂变产物的活度监测发现存在有燃料组件泄漏可能时,在卸料时,对所卸全部燃料组件逐组进行在线吸漏检查(定性);对在线吸漏检查定性判定泄漏或怀疑泄漏的燃料组件应进行离线吸漏检查。

④ 回堆燃料检查:当发现压力容器和主回路中存在可能进入燃料组件的异物,或对泄漏或怀疑泄漏的燃料组件所作的外观检查证实是异物导致泄漏时,应对其他需回堆的燃料组件进行异物检查和异物取出。压力容器底部及主回路其他部位存在的异物必须彻底消除。

(4) 瞬变统计。

统计和评价系统瞬变,对于评价电厂性能和剩余寿期有重要价值。应记录、统计、分析和避免不应该发生的系统瞬变,确保瞬变参数不超过其设计极限,并对运行策略提供建议。

(5) 可靠性数据库和失效模式。

应建立系统和设备可靠性数据库,进行状态和性能监测,利用积累的可靠性数据特别是故障率数据,来优化和评价监督和维修活动的频度、深广度和有效性;分析失效模式,以及时有效处理系统和设备可靠性和可用性方面的问题。

(6) 堆芯监督。

堆芯数据的采集、处理和堆芯管理;反应堆运行状况跟

踪,堆芯运行限值与改进。

4.3.7 设备状态监督、趋势分析和失效根本原因分析的实施

4.3.7.1 目的

核电厂的安全运行是由组成电厂的构筑物、系统、设备、部件等物项的安全与可靠为基础的。为了提高物项的可靠性、安全性和有效性,使故障损失对电厂运行的影响降低到最低水平,采取对重要物项实施状态监督、进行趋势分析和失效根本原因分析,从而:

(1)及时查出重要物项(构筑物、系统、设备、部件、结构、流体和材质)存在的缺陷、探测早期故障、查明状态/性能下降及不良趋向,并采取纠正行动予以恢复,以达到和保持其设计功能和性能。

(2)保证设备发挥最大的设计能力,制定合理的维修计划,以便在允许的条件下充分挖掘设备潜力,延长设备服役期限和使用寿命,降低设备全寿命周期费用。

4.3.7.2 责任分工

(1)技术处。

1)电厂设备在役检查大纲的实施,设备在线性能参数监测(如振动、流量等)和完成相关定期试验。需要时,提供相关监测数据。

2)在需要增加对所进行状态监督趋势分析的设备进行测量分析时,负责提供所具备测量分析手段的那些参数的监测分析工作。

3)组织人力资源开展状态监督工作。

4)负责设备可靠性数据库的建立和管理。

5)协助完成状态监督所需开展的现场调查工作。

6)组织编写趋势分析报告,掌握设备状况和变化趋势,对重大设备的故障进行预测;及时发现问题,采取对策,以便相关部门根据设备状态进行运行条件的改变或预防性/纠正性维修等手段,消除异常提高设备可靠性和可用率。

7)向生产副厂长建议需要进行设备失效根本原因分析的项目。

8)必要时指定专人参与设备失效根本原因分析专项小组的活动直到问题获得解决。

9)在设备失效根本原因分析工作中承担以下工作:
①设备失效根本原因分析工作中所需的各项性能测试和试验。
②其他设备失效根本原因分析工作中所需的技术支持工作。

(2)运行处。

1)安排本处相关人员参与状态监督和设备失效根本原因分析活动。

2)协助完成状态监督所需开展的现场调查工作。

3)必要时指定专人参与设备失效根本原因分析专项小组的活动直到问题获得解决。

4)在设备失效根本原因分析中承担以下工作:
①作好设备故障异常过程记录及相关运行操作记录。
②协助进行设备失效根本原因分析所需进行的系统设备试验。
③协助完成其他设备失效根本原因分析所需的工作。

(3)维修处。

1)安排本处相关人员参与状态监督和设备失效根本原因分析活动。

2)协助完成状态监督所需开展的现场调查工作。

3)必要时指定专人参与设备失效根本原因分析专项小组的活动直到问题获得解决。

4)负责设备的预防性、纠正性以及状态维修工作使设

备处在完全可用状态。

5)负责设备品质再鉴定、功能再鉴定及定期试验时验证设备状况。

6)设备运行状态检查、定期专业巡视和检测,参与设备重大技术问题的分析解决。

7)在设备失效根本原因分析中承担以下工作:
①作好设备失效根本原因的初级分析工作,包括故障现象、处理过程等记录与拍照、故障部件的完整性保存以及故障的初级分析工作等。
②协助完成设备失效分析相关工作,包括同类设备检查、故障设备/部件的检测等工作。
③相应专业人员参与重大设备失效根本原因分析工作。
④其他需要协助和参与的工作。

4.3.7.3 规定

(1)状态监督。

1)状态监督活动包括:

①通过系统健康状态监督软件和编制状态监督月报反映系统和设备健康状况。

②设备信息管理和状态趋势分析:相关部门对核安全和可用性相关的重要系统和设备实施监督,采用各种可能的工具和信息系统对设备相关信息加以收集,从而分析设备的状态趋势,以便及时发现设备问题。

③设备遗留问题管理:通过对电厂设备遗留问题的跟踪和管理,推动技术问题的早日解决,维持电厂的安全水平,提高机组的可用性。

2)设备信息管理。

①设备信息指与系统设备相关的技术特性的总称。设备信息来源于系统和设备的设计并在生产过程中不断产生。设备信息可分为静态信息(如设备台账、备件存储、文件集成等)和动态信息(如运行过程中运行参数、维修过程中判断的设备故障信息等)。

②设备信息管理是将系统设备的技术特性通过加工、处理用于生产活动或指导生产活动的设备信息群的管理。设备信息管理最重要的手段是通过设备可靠性数据库和系统健康状态监督软件处理设备信息并用于生产活动。

(2)趋势分析。

1)选择和确定需进行状态监督趋势分析的物项

在状态监督的基础上,基于以下原则选择和确定出需进行趋势分析的物项:

①物项和核电厂安全密切相关,故障会导致系统安全功能不同程度的丧失。

②物项和核电机组的可用率密切相关。

③物项故障和损坏会引起非常可观的维修费用。

2)趋势分析的步骤:

①确定有必要进行趋势分析的重要物项。

②确定需要进行趋势分析的参数。

③确定物项所需定期采集的有关参数数据,应包括:正常运行的数据,故障下的数据,定期试验的数据,定期试验再鉴定的数据,必要的启动\停下的数据,各种维修状态下的数据记录等。

④采集物项参数的数据。

⑤根据在不同状态下采集到的参数数据,通过相关的数据处理,绘制出状态趋势变化图,编写相应的技术分析报告。

⑥将趋势分析的结果反馈到物项监督中,适当地调整监督的频度及方法。尤其对于性能趋势下降的设备提高其监督的频度,进行重点监督,尽可能降低设备的失效率。

(3) 设备失效根本原因分析。

设备失效根本原因分析工作步骤及内容。

1) 设备失效现场信息数据的搜集与记录:

① 询问、记录设备故障发生的过程、现象以及相关的运行操作。

② 查询状态监督过程中针对该设备的监督记录。

③ 在对故障设备、部件和现场维修、恢复之前,要做必要的测量、取样、记录并拍照。

④ 在对更换下的故障设备、部件做必要的检测、记录之前应保持其故障后的原样和完整性并做好保存工作以备分析故障根本原因。

⑤ 在对故障设备、部件检测分析之前,对于易受环境影响的部件断口、裂纹、放电痕迹等应做好相应保存工作。

⑥ 在对故障设备、部件做整体、解体等检测过程中做好详细、客观的记录并拍照。

⑦ 在设备故障根本原因分析结束之前应对故障设备、部件做好保存工作,分析工作结束后根据实际情况对故障设备、部件的保存与否另作决定。

⑧ 查询保护动作情况记录。

⑨ 查询故障录波记录。

⑩ 查询 KIT (集中数据处理系统)、KSA (报警处理系统) 等记录。

⑪ 其他相关的现象记录等。

2) 通过传真、发文、E-mail 等形式向供货商提供设备、部件故障相关信息以得到必要的设备信息和技术支持。

3) 查询、整理并分析失效设备/部件相关信息与数据。

① 失效设备相关运行、操作历史情况。

② 核电厂内部、外部相关设备失效经验反馈信息。

③ 失效设备相关维修、改造历史情况。

④ 失效设备相关运行、维修技术规范文件。

⑤ 失效设备工程阶段历史情况及相关文件。

⑥ 失效设备设计、制造和出厂试验相关文件。

⑦ 其他有助于设备失效根本原因分析信息与数据。

4) 故障设备、部件的相关检测试验。

① 样品的物理、化学、检测分析。

② 材料的物理、化学、力学、机械等性能检测分析。

③ 设备、部件性能检测试验。

④ 设备、部件型式试验。

⑤ 设备、部件及材料寿命相关试验。

⑥ 其他有助于分析设备失效根本原因分析的检测方法和手段。

5) 综合各方面的数据,对设备失效根本原因进行科学、全面地分析,提出全面、正确的纠正措施并编写技术报告。

6) 分析确认设备失效问题是否存在共模。

7) 必要时,向供货商发文确认设备故障根本原因分析结果并要求提供纠正行动技术支持。

8) 给出并落实设备故障纠正行动及措施。

9) 完成具体负责的或跟踪监督其他部门负责的纠正措施的及时执行以及纠正措施的实际运行效果跟踪。

10) 将每一次设备失效根本原因分析的记录反馈到物项监督中,对失效设备加强监督;对多次失效的部件加大监督的力度和频度,在其性能趋势下降时及早地引起重视,寻求解决引起其失效根本原因的方法。

4.4 技术改造

核电厂的变更改造申请一般来源于以下原因:运行事件

反馈,设计缺陷、设备缺陷、运行可操作性缺陷;设备维修反馈,外部经验反馈;标准规范变化,电网和核安全局要求;新技术运用等。

4.4.1 变更改造的原则

通过变更改造活动,应能提高机组可用率,降低成本,维持或提高核安全水平。电厂所有的变更项目必须受到严格控制。

1) 对于核安全相关的变更项目,可以参照国内外同类核电厂的经验和设计准则。

2) 加强与原设计单位联系,使电厂系统、设备变更能得到原设计单位的快速响应。

3) 在变更过程中,应遵守国家制定的有关法律、法规、条例和技术标准。

4.4.2 变更改造的管理流程

变更改造管理的流程分为五个阶段:变更项目的申请、变更项目的设计、变更项目的实施、变更项目的验收与评价、变更项目的文件归档及关闭。

4.4.2.1 变更项目的申请

运行、维修和生产管理部门均可根据生产工艺系统、设备的实际情况和存在问题提出变更改造申请。变更改造申请要清晰地说明系统或设备存在的问题和缺陷,需要变更改造的原因,进行变更改造的必要性、可行性和经济性初步分析;还要说明变更改造的主要内容和改造范围。

机动处在接收变更改造申请后,由相应专业的管理工程师对改造申请进行初步审查。变更项目申请初步审查的内容是:①实施变更改造的必要性;②初步方案的可行性及实施后的安全性;③设备、材料及施工等费用估算;④预计效果及风险分析;⑤是否涉及固定资产登记及其他要求;⑥是否上报电网或核安全局审批。管理工程师参照《设备分级》程序,根据系统或设备的重要程度、实施改造的难度,对变更改造项目进行分级。然后按审批权限提交机动处处长或公司主管领导批准。对于重要改造项目,提交生产技术委员会讨论审查。

对于与核安全相关的重要改造项目,由核安全处负责按 HAF103/01 的要求,报国家核安全局审批;对于涉及电网调度管辖的系统和设备的重要改造项目,由生产计划处负责报国家电力公司华东公司审批。

4.4.2.2 变更改造的设计

变更改造申请经批准后,相应的责任部门指定项目负责人。项目负责人根据批准的改造申请,制定改造方案,组织有关人员进行方案的设计。

对于小改进,项目负责人可组织人员自行设计方案。对于重要改造,项目负责人在自行设计有困难的情况下,可委托设计院等单位来完成设计。设计方案由机动处组织审查,并按分级规定报有关领导批准,改造设计方案经机动处审查后,对于涉及电网调度管辖的系统和设备的重要改造,报国家电力公司华东公司批准;对涉及核安全的系统、设备的重要改造,将变更改造申请表和设计方案转交核安全处审查,核安全处按 HAF103/01 的要求,报国家核安全局批准。

项目负责人根据批准的改造设计方案,办理改造立项申请手续。立项申请经批准后,安排改造所需物项的采购。

4.4.2.3 改造项目的实施

(1) 实施前的准备工作包括施工文件准备、材料和工具准备、设备采购与制造。实施部门按机动处编制的计划组织改造,明确工作负责人,由工作负责人编制工作文件包,机动处管理工程师设置 QC 控制点。

(2) 在施工文件已准备完毕并已被批准、改造所需的物项已到现场并检验合格、系统或设备工况满足实施要求的条件下,改造项目现场实施工作开始。

(3) 现场施工过程中,项目负责人负责处理改造项目实施过程中的有关技术问题,管理工程师负责按质量计划检查工程质量。

(4) 现场施工完成后,实施部门组织对系统或设备进行调试及再鉴定。安排调试及再鉴定的原则是:新增加的系统或设备则进行调试,改进项目中如对系统产生影响则进行功能再鉴定。单机调试一般由实施部门组织,系统调试一般由运行部门组织。功能再鉴定由运行部门组织,品质再鉴定由实施部门组织。

(5) 现场施工及调试、再鉴定等工作完成后,项目负责人整理实施过程中的有关文件,如工作票,实施计划,检验记录,再鉴定文件,设备、材料清单等,并编写完工文件包。

4.4.2.4 变更改造项目的验收及评价

变更改造项目现场实施完成后,由机动处组织相关部门进行完工验收。通常参加验收的人员有管理工程师、项目负责人、运行人员。核安全处参加涉及核安全的重要变更改造项目的完工验收。变更改造项目完工验收包括现场检查、文件资料检查。

现场检查是为了确保改造状态与设计文件相一致。其主要内容有:

- 1) 现场实施是否符合设计文件规定。
- 2) 设备、管线布置是否整齐,现场是否满足生产条件。

文件资料检查是为了确保实施文件与竣工图的完整和准确。其主要内容有:

- 1) 实施文件是否齐全,内容是否正确。
- 2) 竣工图纸是否已完成,内容是否正确。
- 3) 改造实施工作总结内容是否完整。

验收过程中,运行部门的代表重点检查改造项目的设计功能已经实现、系统可用;机动处的代表重点检查所有实施文件资料完整性。

在系统(或设备)复役三个月后六个月内,由机动处管理工程师组织运行、维修部门以及项目提出、实施部门对改造项目的实施情况和改造效果进行评价。对于在特殊工况下才能验证改造效果的项目,可在规定时间内说明未进行评价的原因。评价的内容包括:改造是否达到预计的改造目的、改造后的系统和设备的运行及维修情况、改造后存在的问题、改造的经济性、改造能否推广及评价结论。

评价报告应经机动处处长审批。对与核安全相关的重要改造,机动处应将评价报告提交核安全处审查,需报送国家核安全局审查的,核安全处按 HAF103/01 要求编写、报送国家核安全局。

4.4.2.5 变更改造项目文件修改及归档

(1) 分工。

1) 机动处:提出修改文件清单,组织、安排存档基准文件修改;归口管理变更改造项目的文件归档工作。

2) 实施部门:负责变更实施文件的整理;参与存档基准文件的修改;负责变更项目相关文件修改,例如维修大纲、维修规程等。

3) 运行部门:存档基准文件的修改;负责变更项目相关文件修改。

4) 信息文档处:提供需修改的基准文件;根据文件分发规定,分发修改、升版的基准文件,并督促、检查有关处

室对变更相关文件的修改。

5) 物资供应处:负责修改物资数据库。

6) 项目负责人:负责变更项目完工文件包的整理;提出变更项目修改图。

(2) 实施部门在完成变更实施文件整理后,向项目负责人移交。项目负责人需提出变更项目文件修改图后,对变更所有文件按宗卷格式进行整理,并及时提交机动处管理工程师审查。变更改造完工文件包经审查合格后,机动处管理工程师根据变更项目所影响的文件安排对基准文件进行修改,并向文件修改人员提供完工文件包中的相关资料。信息文档处根据文件修改需要向有关处室提供所需母本文件和复印件。文件修改人员首先对原存档基准文件复印件进行修改,并经专业科长审查合格后,正式修改基准文件母本(包括电子版)。基准文件修改完成后,责任部门将修改文件和文件修改跟踪单提交机动处,机动处管理工程师对修改文件进行审核、整理,并加盖文件修改章。机动处按文件修改、升版审批权限,送交有关领导批准。

(3) 变更项目完工文件包括:完工报告;变更改造申请;设计方案或相关设计文件;实施文件(实施计划、施工文件、检验记录、无损探伤报告、施工工艺卡或质量计划、设备、材料清单等);完工文件(系统或设备调试文件、再鉴定报告、验收和评价报告);其他。

(4) 基准文件修改的责任部门:机动处负责定值手册修改;运行部门负责工艺流程图、一次接线图等的修改;维修部门负责二次线路图、逻辑图、模拟图、设备清单等的修改;核安全处负责修改技术规格书;信息文档处负责提供原存档基准文件和复印件。

文件修改范围包括:系统手册、工艺流程图、技术规格书、定值手册、竣工图等。

(5) 机动处在组织完成基准文件修改、升版工作后,管理工程师将变更改造完工文件包和修改升版的基准文件同时交信息文档处归档。

(6) 信息文档处根据升版文件分发单向有关处室分发生效后的修改文件。各部门在接到变更文件后,针对自己管辖的范围,及时、准确地修改相关的运行规程、维修规程、图册和管理规定等文件。

4.4.3 物项替代

物项替代是指生产工艺系统设备、部件和材料等在采购、维修工作中,由于因厂家倒闭、产品改型、产品淘汰等引起的备件采购不到、降低发电成本、缩短采购周期等原因,在保证不降低系统、设备原有的设计功能和水平的前提下,用与原始物项不完全相同的物项替代原始物项,以保证设备性能和功能,以满足生产工艺的需要。

物项替代的过程管理与技术改造的过程管理相同。

4.4.4 定值管理

(1) 在机组运行过程中,根据实际运行需要,可能需要对报警、连锁及保护定值、控制参数和函数等参数定值进行修改以满足运行和安全的要求。由于这些参数和定值可能直接影响到机组安全,因此必须按运行和核安全的要求对这些参数更改加以管理。

定值管理不适用于只作为临时变更而进行的定值和参数修改,即在执行某一维修或试验程序过程中而需要修改的参数和定值,或运行需要临时修改的保护、报警定值。

1) 公司主管领导:负责重要系统(如核安全相关系统、保护系统、电气系统等)的定值修改申请的批准。

2) 生产技术委员会:负责审查重要系统(如核安全相

关系系统、保护系统、电气系统等)的定值修改。

3) 机动处: 归口管理本程序规定的定值修改工作。负责批准反应堆和专设保护有关定值和重要参数以外的定值修改申请; 负责向生产技术委员会汇报定值修改项目的审查意见; 负责组织定值手册软件和定值手册的页面修改。

4) 运行处: 负责根据机组工况安排定值修改实施工作, 并负责定值修改实施后的验证。

5) 执行处室: 负责定值修改的实施, 并参加定值修改的验证。

(2) 定值变更主要来源于运行经验反馈, 为了减少误报、误动, 提高系统响应的正确性, 需要对某些参数进行变更, 除技术处根据燃耗所提出的物理参数修改外, 所有的定值修改均按《定值管理》程序进行管理。

(3) 对于涉及反应堆和专设安全系统的定值修改, 必须提交核安全局审查; 重要系统(核安全相关系统、保护系统、电气系统等)的定值变更, 必须报请公司主管领导审批; 其余的定值变更由机动处长审批。重要系统的定值变更必要时提交技术委员会讨论审查。

(4) 定值变更申请经批准后, 工作负责人准备工作文件包, 需填写定值变更表。当班值长签字后, 实施现场参数和定值修改, 修改后进行验证。完工后定值变更表复印一份主控室保留, 直至正式变更定值下发, 原件随完工文件包。值长还应将此变更表在值长日志中做记录, 并将变更表存入定值修改文件夹中(按时间顺序编号)。该文件夹中包括相关机组所有变更表原件及一份索引清单副本, 存放在主控室内。

(5) 现场定值修改工作完成后, 机动处负责组织修改定值手册, 即将旧值删除, 输入新值, 并将修改页提交信息文档处, 由文档处分发到整定值手册用户。相关部门根据需要再修改替换由于参数和定值更改所涉及的文件(运行规程, 维修程序, 系统手册等文件)。

4.4.5 中长期技术改进

从长远看, 要保证核电厂在整个运行寿期内更安全、稳定、经济运行, 要追求卓越的运行业绩, 必须根据设备的状况和技术的进步, 持续地进行改进。由于这项任务不可能在短期内完成, 必须有计划、有目标地进行, 因此生产技术委员会应研究制订《技术改造五年规划》, 目的是解决长期困扰机组运行的重大缺陷, 有计划地组织好一些实施难度和风险大、费用高的技术改造项目的论证、设计和施工等各项工作。

《技术改造五年规划》是一个中长期的阶段性的技术改造规划, 通过技术改造来完善、提升原设计功能, 改善核电厂的性能和经济性, 提高机组可用率, 维持和提高核电厂的安全水平。编制技术改造五年规划时, 遵循了下列主要原则: ①对核电厂安全性的影响; ②是否满足核安全和环保法规要求; ③对提高核电厂可用率和经济效益的贡献; ④对改善运行、维修条件, 减少维修工作量是否有明显的效果; ⑤运行核电厂上项目实施的可行性。

根据各项目的优先次序、费用、施工条件等因素, 技术改造五年规划应对各项目的立项、设计和实施时间进行平衡。

中长期技术改造管理是一个动态的管理过程, 生产技术委员会将根据设备的状态的变化、经验反馈和技术发展对《技术改造五年规划》每年做一次调整。

4.5 核电厂的周期性试验

周期性试验是维持核电厂机组核安全水平的重要手段之

一, 在机组运行或停运过程中, 为了保证系统、设备的可用性和正确的功能特性, 必须进行周期性试验。

对于与核安全相关的系统设备, 运行总则明确规定了为维持核安全水平而必须进行的周期性试验的内容、周期、标准, 据此, 可编写周期性试验大纲和试验规程。

但对于长期运行的设备(如主泵), 并不进行定期试验, 但要进行连续的运行监督, 以便快速进行异常事件的诊断。

与核安全相关系统的设备之定期试验必须按照运行总则的要求进行, 一个没有按照运行总则的要求而进行定期试验的设备, 被认为是不可用的。

与核安全相关系统设备之定期试验, 试验必须在规定期间内完成, 否则, 应宣布有关设备不可用(除非在特殊情况下, 充分证明对核安全水平没有影响的)。

如果与核安全相关之设备不可用(定期试验不满足标准, 或者超过了限定的期限而仍未进行等), 必须使用技术规范中的安全期限, 同时进行安全分析, 确保核安全。

4.5.1 周期性试验分类

4.5.1.1 计划性的和非计划性的

(1) 计划性的周期性试验。

根据定期试验大纲, 在规定的时间内进行的周期性试验。

(2) 非计划性的周期性试验。

在规定的区间外进行的周期性试验, 周期性试验目的是:

- 1) 验证前次试验的试验结果。
- 2) 系统、设备的再鉴定。
- 3) 寻找前次试验时发现的异常现象的原因。

4.5.1.2 强制性的和非强制性的周期性试验

(1) 强制性的。

运行总则中所要求的周期性试验是维持机组核安全所必需的。强制性周期性试验的试验内容、试验周期、试验条件及试验准则必须符合运行总则的要求。

(2) 非强制性的。

运行总则没有要求的周期性试验, 它们的实施与否, 对核安全水平没有影响。

非强制性周期性试验的确定, 可根据预防性维修大纲、制造厂家要求及经验反馈执行。

(3) 按试验性质分类。

周期性试验涉及的领域很广, 按试验的内容和性质, 主要可分为以下几类:

1) 化学及放射化学分析: ①常规化学分析(pH值、电导、阳离子电导、固体悬浮物、微量元素含量等); ②放射化学分析(β 、 γ 、 γ 谱、硼浓度、微量元素含量等); ③废物排放分析; ④油分析。

2) 特性试验: ①反应堆物理试验(零功率及升功率物理试验); ②安全壳密封性试验(A类、B类、C类); ③碘吸附器和高效过滤器特性试验; ④泵、热交换器特性试验(振动、水力特性、效率、噪声等); ⑤系统设备密封性试验。

3) 功能试验: ①系统、设备定期启动、切换试验; ②报警、保护、控制和测量回路功能试验; ③阀门整定值、可开启性和关闭时间试验。

4) 其他: ①定期巡视(压力、差压、流量、温度、液位、电流、电压等); ②现场仪表定期检定。

(4) 按试验涉及的部门分类。

周期性试验涉及核电厂运行处、检修处、技术处等。各

部门之间必须有明确的分工与接口。周期性试验由归口部门统一管理,以便各部门之间充分协调与合作,高质高效的完成周期性试验工作。

4.5.2 周期性试验管理

为了减少周期性试验的准备、实施和结果分析处理时间,以及获得尽可能多的必要信息,有必要对周期性试验进行管理。周期性试验的管理主要包括:

- 1) 建立周期性试验大纲。
- 2) 建立典型试验规程及试验规程。
- 3) 建立原始参考文件。
- 4) 建立试验结果的表达、处理方法。
- 5) 确定试验的启动、实施、结果分析处理的负责人及其职责。

6) 试验和测量手段(仪器仪表、配品配件工具等)的管理。

(1) 周期性试验大纲。

根据运行总则最终安全分析报告第十六章、预防性维修大纲、制造厂家要求及经验反馈,确定具体的试验项目、周期,以便合理地分配、安排和跟踪周期性试验及其实施情况,这就是周期性试验大纲。

试验大纲必须明确机组号、系统、设备、试验项目和内容、周期、来源及是否与核安全相关。根据试验大纲,可对周期性试验进行计算机管理。

(2) 试验规程。

为方便试验的准备、实施、结果分析处理,以及防止工作的盲目性,避免出错,必须建立试验规程。试验规程应注明以下内容:

- 1) 试验目的及标准。
- 2) 试验内容。
- 3) 试验手段和试验方法(仪表、工具、精度、测点、试验原理和步骤)。
- 4) 试验应具备的条件。
- 5) 试验结果的表达和处理方法。

(3) 原始参考文件。

许多周期性试验,只有当把它们的试验结果与参考值进行比较时才具有意义,这些参考值来自设备首次投运、调试或设备验收。

(4) 试验结果表达。

试验结果可以有如下几种表达方式:

- 1) 特征值随时间的演变,以曲线表达。
- 2) 以表格形式比较同一设备上所有的试验结果。
- 3) 以表格或曲线形式比较参考值与试验结果。

4.5.3 周期性试验实施

根据周期性试验大纲,具体安排每周及每天的试验项目。试验由主管部门统一安排,且指定具体试验项目的试验负责人。周期性试验的实施步骤大体见图 4.2-29。

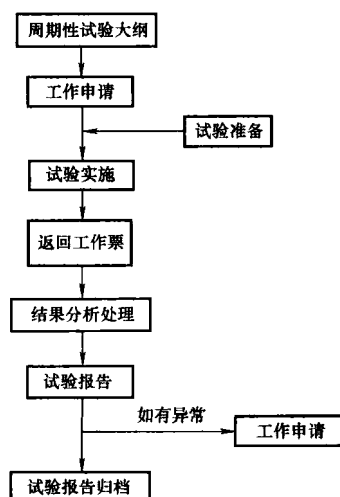


图 4.2-29 周期性试验步骤

(1) 试验负责人。

试验负责人具体负责试验的准备、实施、结果分析处理及试验报告的编写。试验之前,试验负责人必须保证一切准备工作就绪(规程、文件、仪表、工具、现场检查、安全措施、工作票等),且对试验的各环节及可能出现的异常和对策做到心中有数。试验负责人不仅要负责自己的安全,而且还要负责小组人员的安全。

(2) 试验的实施。

试验实施之前,必须取得工作票。

试验的实施,必须遵照规程。试验过程中,如果对试验规程某一环节(如试验方法、步骤、试验条件、安全措施)产生怀疑,或者认为自身或设备安全得不到保证时,必须立即中断试验且向上一级汇报,待问题解决后,重新试验。

试验过程中,对于参数的变化都要进行分析。对于异常现象或不符合项要立即报告,只要异常没有消除,就要采取必要的措施维持安全水平。

当一个试验整体结束且试验结果均满意时,我们才能认为这个试验已经完全结束,尤其要做到以下两点:

- 1) 保证试验结果已全部进行了分析。
- 2) 不要在无准备的情况下中断试验。

(3) 试验报告。

试验结束后,试验负责人要立即编写试验报告,试验报告的审查人员至少要有试验负责人同等的授权。试验报告至少应注明以下内容:

- 1) 试验项目、试验目的。
- 2) 机组号、系统、有关设备。
- 3) 试验日期。
- 4) 工作申请序号及使用的规程。
- 5) 试验结果及必要的分析。
- 6) 签字及试验报告分发名单。

4.6 核电厂在役检查

4.6.1 在役检查的简介

在核电厂运行寿期内,部件可能受到多种影响,最重要的影响是应力、温度、辐照、氢吸附、腐蚀、振动和磨损、所有这些影响都取决于时间和电厂的运行历史。这些影响会引起材料性能变化,例如老化、脆化、疲劳以及缺陷的形成和(或)发展。

为了保证承压部件和系统的完整性,因此有必要对所选择的部件和系统,用无损检测的方法找出它们可能的损伤,以判断它们对核电厂继续安全运行是否可接受,或是否有必要采取补救措施。这些检查一般安排在核电厂正常停堆换料期间或检修期间进行。在核电厂运行寿期内进行的这些检验称之“在役检查”。选定作在役检查的部件或系统在反应堆首次装料前必须进行役前检查,必须提供初始状态下的数据,补充制造和建造过程中的数据,作为以后在役检查结果的比较数据。因此可以说役前检查是基础性的检查。而在役检查是监督性质的检查。在役检查是法规所要求的检查,是强制性的检查。因此,在役检查应是核电厂运行管理一个重要组成部分,按照法规要求实施在役检查是核电厂营运单位的职责。

4.6.2 在役检查的法规和规范

在役检查的范围包括核安全1级、2级、3级承压部件及其支附件。

- 1) 核安全法规,核电厂运行安全规定(HAF 103)。
- 2) 核安全法规,民用核承压设备无损检验人员培训、

考核和取证管理办法 (HAF 602)。

3) 核安全法规, 民用核承压设备安全监督管理规定 (HAF 601)。

4) 核安全法规, 核电厂质量保证安全规定 (HAF 003)。

5) 核安全导则, 核电厂在役检查 (HAD 103/07)。

6) 美国机械工程师协会锅炉压力容器规范, 第十一卷, 核动力装置设备的在役检查规则。

7) 美国机械工程师协会锅炉压力容器规范, 第五卷, 无损检测方法。

8) 法国压水堆核岛机械设备在役监督规则 (RSEM)。

9) 法国压水堆核岛机械设备设计建设规则 (RCCM)。

10) 核电厂在役检查大纲。

4.6.3 役前检查和在役检查

(1) 役前检查。

1) 役前检查应在核电厂系统水压试验后和运行开始前进行, 以便提供初始状态的数据, 补充制造和建造的数据, 作为后续检查的比较基础。因此役前检查所使用的方法、技术和装备类型, 应尽可能与以后在役检查使用的相同。

2) 役前检查的检验范围应该包括要进行在役检查的所有部件。

3) 修理过的或更换过的部件, 都必须进行役前检查。

4) 在最终安装后无法进行检验和试验的场合, 如果符合下述条件, 制造和建造过程中的车间检验和现场检验可以作为役前检查的一部分:

①这类检验与后续在役检查所处的条件类似, 并且所使用的装备和技术与后续在役检查用的相同。

②属于压力容器类的部件, 在水压 (或气压) 试验后进行了检验。

③除压力容器类部件外, 在水压试验 (或气压试验) 之前进行了检验, 应在水压试验 (或气压试验) 后抽取 10% 的样品做验证性试验, 证明没有明显变化; 如果有明显变化, 则应 100% 检查焊缝。

④车间和现场检验记录按照后续在役检查的格式形成文件, 并作了标识。

5) 支承件应该在热态功能试验之后进行。

(2) 在役检查。

1) 核电厂在首次投入功率运行后, 应按照已经批准的在役检查大纲所规定的要求实施在役检查。

2) 在役检查一般安排在核反应堆停堆换料或检修期间实施。

3) 所有的在役检查活动都应遵循 ALARA 原则。

4.6.4 在役检查间隔和计划进度

(1) 一个具体核电厂的在役检查必须在一定的时间间隔内完成, 间隔期的长短必须按保守的假定来选择, 以确保受影响严重的部件即使有极少损伤, 也能在导致故障前被探测出来。检验计划要考虑到核电厂运行寿期内重复执行的检验计划。在整个核电厂运行寿期内, 检验计划可以按均匀检查间隔或非均匀检查间隔进行, 采用均匀分布检查进度, 每个检查间隔期为十年。

(2) 每个检查间隔期划分为三个检查期。在各个检查期内, 必须根据部件、检验方式以及电厂正常运行或计划停堆所允许的可达性, 完成一定数量的检验。这些检验可以认为是整个检查间隔期内所要求全部检验的一部分。

(3) 每个检查间隔期的年限可以缩短或延长, 但不能超过一年。检查间隔期不能累计。如果核电厂连续停运半年以

上, 则可将该检查间隔期作相应延长。

(4) 要求部件解体的检验 (如进行螺栓的体积检查) 或从反应堆压力容器内取出燃料或堆芯支承构件进行焊缝或接管径向截面的检验, 除非根据类似部件的检验结果需要及早检查, 否则可以推迟到每个检查间隔期末进行。

(5) 在接近核电厂寿期末时, 根据缺陷变化的信息, 应调整检查间隔期。

(6) 蒸汽发生器传热管在役检查计划按专项计划执行。

4.6.5 在役检查的方法和要求

(1) 在役检查的方法一般可以分为: 目视检验, 表面检验和体积检验。

(2) 在役检查也可以使用其他检验方法或几种方法的组合, 或开发的技术。但是, 所得结果应证明是相当或更好。

(3) 检验方法和要求。

1) 目视检验: 目视检验 (包括直接目视检验和间接目视检验) 用以观察受检验部件表面状态, 如磨损、裂纹、腐蚀、泄漏迹象、结构完好性等。

目视检验分为以下三种: ①VT-1: 用于检验部件表面裂纹、腐蚀、磨损、冲蚀、机械损伤等表面缺陷。②VT-2: 用于检验承压部件、系统的泄漏; VT-2 目视检验必须尽可能在系统处于试验压力和温度下进行, 且检验前试验压力和温度必须保持足够长的时间。③VT-3: 用于检验部件及其支承件的机械和结构的总体情况, 例如变形、位移; 用于检验不连续性和不完整性, 例如螺栓连接或焊接连接处完整性丢失, 零部件失落或松动、破碎、腐蚀及划伤等。

2) 表面检验。表面检验用以显示或验证表面及表层的缺陷或不连续的存在。表面检验方法可以根据检验的材料和缺陷类型分别采用磁粉检验法或液体渗透检验法。此外, 还可以使用特殊的表面检验方法, 例如涡流检验法和用特殊探头的超声波检验法。

3) 体积检验。体积检验用以检验部件或设备的体积内可能存在的不连续。这种检验可以在部件的内表面或外表面上进行。

体积检验方法通常包括: 超声波检验, 射线检验和涡流检验。

①超声波检验是用于检测平面型缺陷 (例如裂纹或裂纹型缺陷) 的较有效的方法。检验时应注意选择检测的角度。

②射线检验是用于检测具有体积型特征缺陷 (例如气孔、夹渣、点蚀、局部冲蚀) 的较有效的方法。

③涡流检验通常用于薄壁的非铁磁性材料, 例如检测蒸汽发生器或热交换器传热管的壁厚减薄、缺陷、凹陷等。

4.6.6 在役检查的装备和检验人员

4.6.6.1 在役检查装备

(1) 用于在役检查的所有装备, 其质量、量程和精确度都必须符合有关部门认可的标准。

(2) 校准用试件的材料和表面光洁度应与被检部件一样, 而且应经受同样的加工制造条件 (例如热处理条件)。役前检查和随后的在役检查应尽可能使用同一种校准用试件。

(3) 构成在役检查装备的各种物项必须在使用前与其附件一起按照有关单位认可的、书面的校准程序进行校准。并且, 经过校准后的在役检查装备都必须有校准记录的适当标。

(4) 核电厂应该按质量保证大纲在实施检查前核实在役检查装备校准的有效性。

(5) 反应堆压力容器自动在役检查机。

反应堆压力容器自动在役检查机(简称 MIS 机),能实现在反应堆压力容器上需进行的全部在役检查项目,包括:

- 1) 内堆焊层表面水下电视检查。
- 2) 环焊缝以及焊缝区堆焊层结合面超声波检查。
- 3) 法兰螺栓孔之间孔带超声波检查。
- 4) 接管与容器焊缝超声波检查。
- 5) 接管与过渡段和过渡段与一回路管道焊缝超声波、电视和射线检查。
- 6) 内支撑件电视检查。

全部检查都在反应堆压力容器内侧进行。焊缝检验采用水浸超声波聚焦技术,由几个聚焦探头在不同焊缝深度进行聚焦完成其全厚度的检验,并保证各聚焦探头探测厚度范围有一定的相互覆盖区。这种技术提高了缺陷定性定量分析的准确度,由于水浸聚焦方法不磨损探头的楔块,从而提高了检验结果的再现性。

整套装置主要由机械检查装置、电气控制装置、数据采集和电子自动控制装置以及数据分析系统组成。机械检查装置上设有各种不同的检查工具架,以接近各个检查区域。检查时其电气控制装置安放在核岛厂房内,数据采集和电子自动控制装置都在厂房外的检查集装箱(或检查车)内。数据分析系统也可装在另一检查车上,这些装置都能很方便地运往核电厂现场。

由于这种 MIS 机实现了反应堆压力容器役前检查和在役检查的全部遥控自动检验,减少了在检验时检验人员所受的放射性辐照剂量。

(6) 蒸汽发生器传热管多频涡流检查装置。

蒸汽发生器传热管多频涡流检查装置包括探头定位机械手、电动推拔器、电气控制箱、通话和电视系统、多频涡流数据采集系统及其分析、管理系统和各种类型的探头。

此装置能从蒸汽发生器水室一侧人孔进行全部传热管主管段检查以及管板胀管区管子轮廓曲线分析。探头定位机械手固定在人孔法兰上,不需人员进入蒸汽发生器水室,减少了探伤人员所受的放射性辐射剂量。

检查使用的探头主要有三种:普通轴向探头、小弯管轴向探头和旋转式探头。旋转式探头用于对缺陷进行定性定量分析和对管子复杂区域进行补充检查,以发现普通轴向探头可能漏检的缺陷,如管板胀管区等的缺陷。

由于采用多频涡流及其混频技术,基本上排除由于管板区结垢、隔板等几何形状产生的信号引起的误判和漏检。

检查时,其数据采集、分析和管理系统可装在一个检查集装箱内,放在核岛厂房外,运输很方便。

核电厂应购置一套蒸汽发生器传热管多频涡流检查装置,以便在蒸汽发生器传热管泄漏造成非计划停堆时进行所需的检查。

(7) 其他检查装置。

考虑到核安全一级设备在役检查的高放射性辐射工作条件,为了减少检验人员受到的辐射剂量,在役检查还需使用以下专用工具和装置:

- 1) 反应堆主系统高频声发射检漏系统。
- 2) 反应堆压力容器螺栓超声和涡流自动检验装置。
- 3) 反应堆压力容器螺母涡流自动检验装置。
- 4) 反应堆压力容器顶盖内表面堆焊层电视检查装置。
- 5) 蒸汽发生器底封头与一回路管道焊缝检查射线源定位架。
- 6) 蒸汽发生器底封头内表面电视检查装置。

7) 稳压器上封头接管焊缝射线源定位架。

8) 稳压器上封头与筒体环焊缝射线源定位架。

9) 稳压器上封头接管与过渡段焊缝射线源定位架。

10) 稳压器波动管接管与过渡段焊缝射线源定位架。

11) 稳压器低封头与波动管接管射线检查工具。

12) 稳压器内表面电视检查装置。

4.6.6.2 检验人员

(1) 所有从事在役检查的检验人员,必须按照“核工业无损检测人员资格鉴定管理办法”经过培训、考核,并取得相应的资格证书。具有相同资格的其他持证人员,必须经过核电厂资格认可和培训后,也可以从事在役检查工作。

(2) 从事核电厂在役检查的检验人员必须持证上岗,检验人员持有的证书要和他所从事的检验方法一致,所持有的证书级别要和他从事的工作职责一致。

(3) 检验工作开始前,必须以书面形式证明在役检查的检验工作是由符合上述条件的合格人员进行的。

(4) 检验人员进入检验现场前,必须通过核电厂规定的辐射防护和工业安全的知识培训和考试。

4.6.6.7 在役检查范围

在役检查范围依据以下规范执行:

1) 美国机械工程师协会锅炉压力容器规范(ASME)第十一卷,核动力装置设备的在役检查规则。

2) 法国压水堆核岛机械设备在役监督规则(RSEM)。

3) 核电厂在役检查大纲。

4.6.6.8 取样计划、追加检验和重复检验

(1) 取样计划及在每个间隔期内进行检验的百分比。

1) 反应堆压力容器、蒸汽发生器和稳压器等部件的焊缝,要在每个间隔期内进行 100% 的检验。

2) 核安全 1 级管道焊缝:与容器连接的管道焊缝或主管道终端焊缝要在每个间隔期内进行 100% 检验;承压容器接管异种金属焊缝进行 100% 检验;其余受检管道焊缝(包括对接焊缝、支管焊缝和插入焊缝,不含免检焊缝)应不少于总焊缝数的 25%。

3) 核级容器、管道、泵、和阀的焊接附件,按总数的 10% 进行抽样检验。

4) 核安全 2 级部件,每个系统对设计或功能相似的部件可选其中之一进行检查。

5) 核安全 2 级管道焊缝,按总数的 7.5% 进行抽样检验。

6) 核安全 1 级管道的支撑件,按总数 25% 进行抽样检验。

7) 核安全 2 级管道的支撑件,按总数 15% 进行抽样检验。

8) 核安全 3 级管道的支撑件,按总数 10% 进行抽样检验。

9) 核级非管道支承件,100% 进行检验。

10) 蒸汽发生器传热管的取样计划见《蒸汽发生器传热管在役检查计划》。

(2) 追加检验。

1) 当发现取样检验中的缺陷显示超过验收标准时,应进行追加检验。追加检验应在若干另选的类型部件(或区域)的相同部位进行,所选部件(或区域)的数量应等于在被检取样中部件(或区域)的数量。

2) 如果追加检验表明有更多的缺陷显示超过验收标准,则除(3)所作的修正外,其余所有类似部件(或区域)都应按初次取样中的部件或检验项目所规定的检验范围进行

检验。

3) 若在取样计划中要求的检验只限于基本对称布置的管系中的一条环路或一个分支管路, 而且检验表明缺陷显示超过验收标准时, 则1)中规定的追加检验应包括该第二条环路或分支管路上的类似部件或区域。

(3) 重复检查。

1) 在一个检查间隔期内的部件检验的顺序, 应尽可能在以后的检查间隔期内予以保持。

2) 对于安全一级部件而言, 当一个部件的检验结果表明缺陷显示虽然超出了其验收标准, 但经评定后确认该部件可以继续使用, 则应在随后三次检查中都必须重复检验该部件中含有该缺陷显示的部位。如果重复检验表明在随后的三次检查中该部件的缺陷显示基本上保持不变, 则该部件的检查计划可恢复到最初的检查计划。

3) 对于安全二、三级部件而言, 如当一个部件的检验结果表明缺陷显示超出了验收标准, 经评定后确认该部件可以继续使用, 则应在下一次检查中必须重复检验该部件中含有该缺陷显示的部位。如果重复检验表明在随后的检查中该部件的缺陷显示基本上保持不变, 则该部件的检查计划可恢复到最初的检查计划。

4.6.9 检验规程

(1) 核电厂在役检查的每项检验必须有相应的检验规程, 这些检验规程必须满足 ASME/RESM、核安全导则“核电厂在役检查”以及大纲的有关规定。

(2) 检验规程至少(但不限于此), 包括以下内容:

- 1) 适用的检验项目或检验范围。
- 2) 采用的规范和标准。
- 3) 支持性文件。
- 4) 检验人员应具备的条件。
- 5) 使用的方法和装备。
- 6) 受检部件的准备。
- 7) 校准检验设备的手段, 以及校准和重新校准的要求。
- 8) 检验步骤或有关检验技术的详细描述。
- 9) 记录阈值。
- 10) 需要记录的数据及专用记录表。

4.6.10 缺陷显示处理和检验结果评价

(1) 缺陷显示的处理。

1) 在役检查过程中, 对检测出的缺陷显示按照“缺陷显示处理程序”进行处理和评价。

2) 在缺陷显示的处理过程中, 通常存在“记录阈值”和“验收标准”。

记录阈值: 如果检测出的缺陷显示达到或超过记录的临界值, 则该临界值称为记录阈值。记录阈值通常与检验方法有关, 不同检验方法的记录阈值分别在《受检部件的在役检查技术要求》和相关的检验规程中具体规定。

验收标准: 验收标准是受检部件核安全性合格的所有相关特征。所采用的验收标准见《在役检查验收标准》, 缺陷显示和不符合项处理程序见图 4.2-30。

(2) 检验结果评价。

1) 检验结果与役前和前次在役检查结果比较后, 做出分析评审意见。

2) 检验结果与相应类别验收标准比较, 如果超过验收标准, 则可采用其他的检验方法和技术进行补充检验, 确定缺陷的性质(尺寸、形状和取向), 并用分析方法进行评定。

3) 缺陷经分析评定后, 满足分析评定验收准则的可有条件地使用, 并进行跟踪监督; 缺陷分析评定若不能满足分析

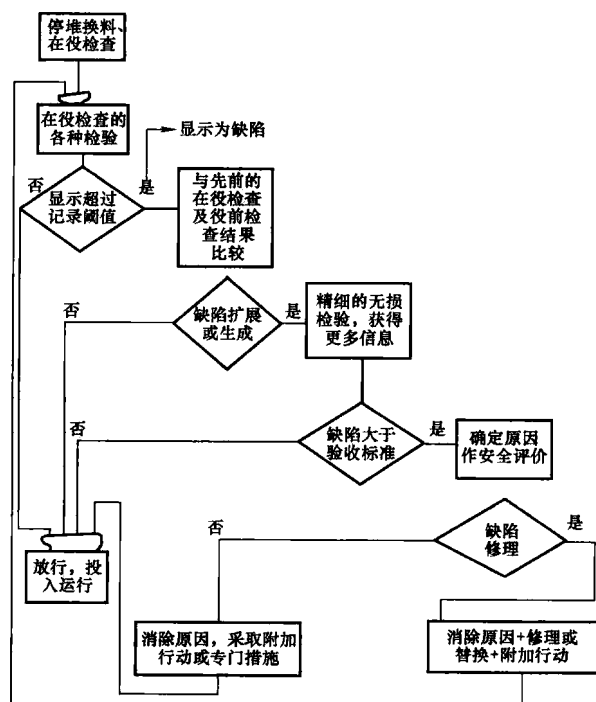


图 4.2-30 缺陷显示和不符合项的处理程序

评定准则, 则应进行修理或更换。

4.6.11 检验记录和检验报告

4.6.11.1 检验记录

每项检验的记录应至少(但不限于此)包括以下内容:

(1) 部件标识、检验规程编号、检验区域的位置和尺寸、检验方法、检验装备或检验系统型号、探头规格型号、校准试块、灵敏度标准等全部有关资料, 以便此项在役检查能重复进行, 并获得相似的结果。

(2) 超过最低记录水平的全部缺陷显示, 以及与这些显示有关的全部资料(例如部位、大小和长度、方向)。

(3) 所有原始记录(例如射线照相底片、照片、磁带、光碟、录像带、图表、打印纸等), 那些因未获得任何显示而不需保存并在记录中加以注明的除外。

(4) 评定和报告。

(5) 检验人员的签字和他们相应方法的资格级别。

4.6.11.2 检验报告

从事在役检查的承包商, 在每一项检查活动和全部检查活动结束后, 必须分别向核电厂提交“项目检验结果汇总报告”和“在役检查总报告”。

每次停堆换料检修的在役检查结束后, 由核电厂负责编写和整理“在役检查最终报告”。

(1) 项目检验结果汇总报告。

在役检查的项目检验报告应至少包括以下内容:

- 1) 目的。
- 2) 引用文件。
- 3) 检验范围。
- 4) 检验实施包括检查周期、检验所需的时间、检验人员及其等级、所用的检验装备、人员辐射剂量等。
- 5) 规程偏差。
- 6) 所遇到的问题(详细情况及处理意见)。
- 7) 检验结果(按部件或区域叙述, 详细的检验记录作为该报告的附件提交)。
- 8) 与以前检验结果的比较和评定。
- 9) 结论。

10) 附件:校准证书或校准结果,执行的质量计划。

(2) 在役检查总报告。

在役检查总报告应至少包括以下内容:

1) 概述,包括检查日期、检查间隔和周期。

2) 检验规程目录和编号。

3) 项目检验结果汇总报告目录和编号。

4) 补充检验项目的检验结果汇总报告目录和编号。

5) 受检部件清单。

6) 检验范围。

7) 检验方法。

8) 检验结果(与以前检验结果的比较和评定)。

9) 射线胶片,记录光盘,记录磁带,记录纸带等的数量及编号。

(3) 在役检查最终报告。

主要内容应该包括:

1) 此次停堆换料检修期间的在役检查计划和时间进度表。

2) 此次检验在役检查结论。

3) 核级承压部件及其支承的在役检查综合报告。

4) 核级承压部件及其支承的维修/更换记录和报告。

5) 在役检查的无损检验规程。

4.6.11.3 检验记录和检验报告格式

不同的检验方法可以采用相适应的检验记录和检验报告格式。核电厂使用的各种检验记录和检验报告的具体要求见《在役检查记录和报告要求》。

4.6.11.4 资料和检验试块存放

(1) 在役检查大纲、检查计划、检验记录、检验报告(纸版和电子版)和记录介质等应由核电厂负责长期保存。

(2) 在役检查用检验试块应由核电厂长期妥善保存。

5 核安全管理

5.1 核电厂安全

5.1.1 安全的定义

核电厂与常规核电厂发电特性的不同之处在于前者利用原子的裂变能,后者利用化学能等其他能源,因此核电厂不仅存在常规核电厂的安全问题,同时还存在常规核电厂没有的核安全和辐射防护问题。

所谓核安全就是在核设施设计、建造、运行及退役期间,为了保护公众及环境免受可能的放射性危害所采取的所有措施的总和。这些措施包括:确保核设施的正常运行;预防事故的发生;限制可能的事故后果。

辐射防护是指核电厂为保护核电厂工作人员和周围公众在核电厂运行工况和事故工况期间尽量少受或不受电离辐射的照射而采取的控制与防护措施。

5.1.2 核安全风险

核电厂核安全所涉及的风险主要有:

(1) 反应性控制。

核反应堆装载的核燃料的量值和核裂变速率的控制决定了反应堆输出的热功率。反应性控制就是使核反应堆核裂变速率和反应堆功率时刻处于有效可控之下。反应性控制手段的有效性直接决定着反应堆的安全,因此,核电厂涉及了多重和多样的在正常运行和事故工况下的控制反应性的方法和手段,以确保安全。

(2) 放射性辐射。

核反应堆发生核裂变反应后会有放射性裂变产物产生,

一回路冷却剂中的杂质和主系统结构材料的腐蚀产物经过堆芯时被活化,因此核电厂一般采用多层屏蔽包容裂变产物,以防止放射性外泄。核电厂还设计有连续净化和废物处理系统,以减少对环境和工作人员的影响。

(3) 剩余发热的排除。

核电厂反应堆核燃料的裂变能中约有6%~7%以裂变产物衰变的放射性辐射能形式释放出来。在反应堆停闭以后,衰变产生的热量将继续长期释放。为保证反应堆安全,必须保证核电厂反应堆停堆后的长期冷却。

核安全风险防范的基本策略采用纵深防御原则,确保核电厂正常运行,预防事故的发生,防止事故恶化,限制和减轻可能的事故后果。

5.1.3 辐射风险防范

为了防止放射性物质外泄并尽量减少放射性废物的排放量,核电厂采取了多种措施来保护环境:

1) 在核电厂设计时采用了多层屏障,将放射性产物与人们所处的环境隔离。

2) 为了尽量减少放射性物质排放,核电厂设计有放射性核素净化系统、放射性废气废液收集系统和处理设施。

3) 核电厂三废管理体系规定严格的废物排放限值、程序和监测手段,尽量减少废物排放量和达到可控排放。

4) 核电厂辐射防护遵循国际辐射防护委员会建议的三个基本原则(行动的正当性;辐射防护最优化;个人的剂量限值)。

5) 核电厂制定环境保护政策和管理目标,落实环境管理责任制,实施环境监督和监测大纲,定期评价环境质量状况。

5.1.4 核安全目标

核电厂核安全总目标是在核电厂建立并保持一种有效的防御系统,以保护人员、社会和环境免受放射性危害。

放射性危害是指放射性物质所产生的辐射对核电厂工作人员和公众的健康造成的不利影响以及对周围环境土壤、空气、水或食用农产品所造成的放射性污染。

所谓有效的防御系统,是指能有效降低这种危害的发生几率或显著降低这种危害所致的后果,即降低这种危害的风险。风险定义为事故或事件发生的概率与其造成的不利后果的乘积。

核电厂的纵深防御包括四道实体屏障:燃料实体、燃料包壳、一回路冷却剂边界及安全壳。

5.1.5 辐射防护目标

辐射防护的目的是保证在所有运行情况下,核电厂内的辐射照射或由于核电厂任何计划排放放射性物质引起的辐射照射保证低于规定限值并且合理可行尽量低,保证减轻任何事故的放射性后果。

5.1.6 技术安全目标

核安全的技术安全目标是从技术的角度出发,在设计上可靠地预防核电厂事故的发生。

核电厂的设计还须考虑设置适当的专项安全设施以提供必要的额外保护。设置这些设施是为了阻止设计时所考虑的特定事故内的某种事故的扩大,并在必要时减轻该事故的后果。

因此必须根据经验反馈、安全分析及安全研究成果来制定事故的预防与缓解措施。

5.1.7 核电厂纵深防御概貌

核电厂纵深防御概貌见图4.2-31。

方针	事故预防			事故缓解
事件	正常运行	预期偶发事件	设计基准事故和复杂事故	超设计基准事故
控制	正常运行活动		设计基准内的事故控制	事故管理
程序	正常运行程序		事故程序	严重事故导则
响应	正常运行系统		专设安全设施	特殊设施 场外应急
屏障	燃料设计所规定的允许限值范围	燃料破损	燃料严重损坏	燃料熔化 不可控的燃料熔化 包容失效
核电厂状态	正常		应急	

图 4.2-31 核电厂纵深防御概貌

5.2 组织机构与职责

5.2.1 组织机构

核电厂核安全的主管部门是核安全处，核安全管理组织机构见图 4.2-32。

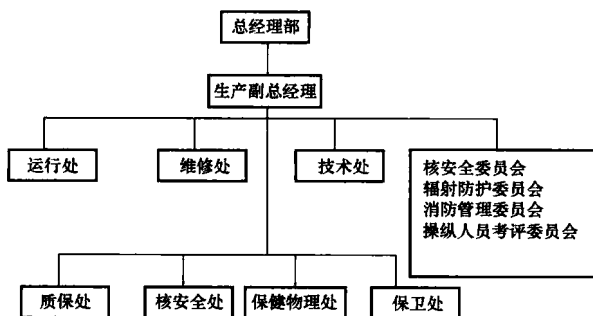


图 4.2-32 核电站安全管理组织机构

5.2.2 核安全职责

(1) 总经理。

统一指挥生产线各部的组织机构运作，对核电厂的核安全负全责。

(2) 生产副总经理。

1) 组织有效的核安全监督和环境保护管理。

2) 审查核安全有关活动是否满足法规、标准的要求及执照申请条件。

3) 通过对所有核安全相关活动的控制与管理，确保机组安全运行。

4) 通过对核电厂三废处理系统的有效运行管理，减少放射性流出物的排放，保护环境。

5) 推进安全文化。

6) 运作核电厂的经验反馈体系，减少事件的重复发生，建立和维持积极报告核安全相关问题的的工作环境。

7) 批准提交国家核安全局、国家环保总局的文件。

(3) 核安全处职责。

1) 监督和评价核电厂的核安全水平。

2) 审查生产质量管理手册有关核安全的内容。

3) 协助与支持各处开展安全文化教育，以提高核电厂人员的安全文化水平。

4) 参加或组织现场事故分析。

5) 核电厂经验反馈的管理。

6) 与国家核安全和环境有关部门及国际机构的接口。

(4) 安全工程师。

1) 机组运行与事故工况期间的核安全监督和核安全评价。

2) 核安全相关问题的跟踪。

3) 执照申请条件的执行检查与监督。

4) 运行模式变换期间控制点的释放。

5) 大修期间履行大修安全经理责任。

6) 在应急情况下，进行独立分析并确认应急状态。

运行处、维修处和技术处及其有关处是核电厂各安全生产活动的执行部门。而核安全处及保健物理处，以及质保处为安全监督部门。

核安全处又下设三个科，分别负责安全监督、经验反馈与安全分析、执照申请等工作。保健物理处下设四个科，分别负责核电厂的辐射防护、工业安全与消防、应急准备及职业医疗工作。保卫处负责核电厂的安全保卫工作。

为保障安全管理在各执行部门得到落实，核电厂应针对经验反馈工作设置由各处处长任命的经验反馈工程师；针对安全监督管理工作，核电厂还应在各处设置由各处长任命的安全协调员，在各运行值、维修班设置安全员；对于厂房安全管理设置厂房安全负责人，在其下还应设置厂房安全员。

5.3 核安全监督文件

(1) 上层文件。

1) 核电厂最终安全分析报告。

2) 核电厂运行技术规格书。

3) 核电厂安全相关系统定期试验要求等。

(2) 管理程序。

电厂质量管理程序中核安全文件清单，见表 4.2-5。

表 4.2-5 管理程序清单

序号	文件编号	文件名称
1	AD/NSP/000	核安全政策
2	IP/NSP/010	核安全控制
3	IP/NSP/011	定期试验监督管理
4	IP/NSP/012	技术规范遵守
5	IP/NSP/013	事故规程应用及专门临时设备管理
6	IP/NSP/014	电厂再启动和控制点释放管理
7	IP/NSP/020	核安全水平评价和监测
8	IP/NSP/021	核安全文化推进
9	IP/NSP/022	核安全指标和趋势分析
10	IP/NSP/030	核安全要求管理
11	IP/NSP/031	核事件分级
12	IP/NSP/032	操纵人员执照申请管理
13	IP/NSP/033	电厂运行事件报告

5.4 正常运行期间的核安全管理

核电厂正常运行期间核安全管理首先是确保核电厂在设计水平上安全运行，进行持续改进、合理地提升运行安全业绩，并降低事故发生的可能，同时为限制和缓解可能发生事故的后果提供必要的技术和组织方面的保障。为了达到这一目的，就必须遵循安全管理原则，从技术方面和组织管理方面采取措施，在管理过程中实时地监督和控制，使之得到有效、正确的执行。与此同时还必须建立健全评估与改进机制，通过内部自我评估和外部组织的安全独立评估保持强项，改进弱项，不断完善核电厂的安全管理体系，最终提升运行安全业绩。

核安全管理在保证三道屏障完整性的同时，控制反应性、屏蔽放射性物质、导出堆芯热量。在管理方面，重点应

当抓好以下要素：核电厂员工的技能和安全文化素养，《运行技术规范》的严格执行和遵守，《定期试验监督大纲》和《预防性维修大纲》的正确执行，工程改造管理，维修工作的质量和安全，内部交流沟通的有效性和正确性以及内外部的评估活动及其纠正行动的落实等。

5.4.1 运行技术规范

5.4.1.1 作用

《运行技术规范》的作用见 2.3.2。

5.4.1.2 执行与监督

《运行技术规范》是机组正常运行所必须遵守的技术条件。任何对技术规范的偏离，哪怕是暂时的偏离都必须得到国家核安全局的批准，而且对技术规范的偏离不能使安全水平下降。

1) 安全工程师对核电厂质量安全相关 (QSR) 活动进行核安全监督和独立评价，确保活动满足运行技术规范的要求。

2) 安全工程师的符合性检查主要依据就是《运行技术规范》。其工作内容主要有：监督三道屏障的完整性，监督机组运行限制条件，监督安全系统可用状态，探测并宣告运行事件，协助有关部门准备特许申请。

3) 第一道屏障（燃料包壳）的完整性以主回路的放射性活度和放射性 ^{131}I 的当量浓度为表征，第二道屏障（反应堆冷却剂压力边界）的完整性以主回路的泄漏率为表征，第三道屏障（安全壳）的完整性则以安全壳的泄漏率为表征。

4) 《运行技术规范》对于那些重要的安全系统和设备，规定了启动条件，明确定义了当出现多个设备系统不可用时和为了进行试验、维修和保养而再现多个系统设备计划不可用时，应当遵守的原则；明确定义了为保证安全壳完整性而必须遵守的原则；还规定了反应堆冷却剂系统和二回路系统的化学和放射化学方面的要求，以及换料后物理启动试验的技术规范。

5) 机组运行时，常有多不可用同时存在的情况。此时，除了遵守“运行技术规范条件”所规定的条款之外，应遵守累计不可用情况下规定的更为严格的安全期限和后备状态。累计不可用的数目必须严格限制，防止机组处于严重的安全降级状态。多个不可用存在时，其安全期限为几个不可用的安全期限中最严格的一个，后备状态则应是几个不可用所要求的后备状态中安全裕度最大的一个。

6) 一旦触及保护阈值，发生保护系统的自动或手动动作，安全工程师就认为探测到一个运行事件。除此之外，任何对技术规范的偏离，均被认为是一个运行事件。

5.4.1.3 特许申请

运行技术规范定义了机组正常运行期间必须遵守的技术准则，该技术准则包括：安全限值、安全系统整定值、运行区域及标准状态、正常运行条件要求、最小监督要求。

核电厂所有涉及 QSR（质量安全相关）设备的活动必须遵守运行技术规范 and 定期试验大纲的规定。核电厂安全质量监督部门对 QSR 活动进行独立的监督，对发现的问题要进行分析 and 评价并提出纠正行动建议，对给核安全带来严重潜在影响的问题要求立即或限期纠正，对执行运行技术规范使机组向后备状态过渡的任何情况或任何偏离运行技术规范的情况都属于核电厂运行事件，必须编写核电厂运行事件报告上报国家核安全局。

安全工程师有责任协助有关部门准备特许申请。特许申请下的运行是对技术规范人为地、合理地偏离。

应将特许申请和论证申请的文件，与临时指令、控制措施等有关的安全分析提交国家核安全局进行审评。只有在国家核安全局批准之后，特许申请才生效。

(1) 核电厂特许申请的分类。

1) 通用特许申请。在每次大修或机组寿期内，由于系统设计的局限性，以致在进行某项特殊作业时，必然遇到的偏离技术规范但不影响机组核安全水平的情况。

2) 临时特许申请。在大修或功率运行期间，由于特殊试验、维修或设备缺陷需要临时偏离技术规范，但不影响机组核安全水平的情况。

(2) 特许申请内容。

提出特许申请的报告须说明：

1) 申请背景（目的）。

2) 对不能遵守情况的描述。

3) 偏离技术规范的必要性。

4) 安全分析或评价。

5) 采取的临时指令或补充控制措施以维持核安全水平。

特许申请必须尽早提交国家核安全局，以便留有足够的时间进行分析。

5.4.1.4 屏障监督与功能保障

(1) 三道屏障完整性。

燃料包壳，一回路压力边界和安全壳构成防止放射性物质外泄的三道屏障，保证其完整性是保护核电厂工作人员、公众和环境免遭放射性污染和危害的重要手段。技术规范给出了为保证三道屏障完整性而定义的安全限值和为满足安全限值而需要采取的措施。其中包括明确的监督手段和定期的化学取样分析和试验。

(2) 核安全相关设备不可用管理。

1) QSR 设备偶发不可用事件行动流程。

当出现 QSR 设备偶发不可用事件时运行值和安全工程师将按图 4.2-33 的行动流程，进行事件评估分析，确定机组开始后撤行动的时间和后撤的状态。

2) 累积不可用处理规则。

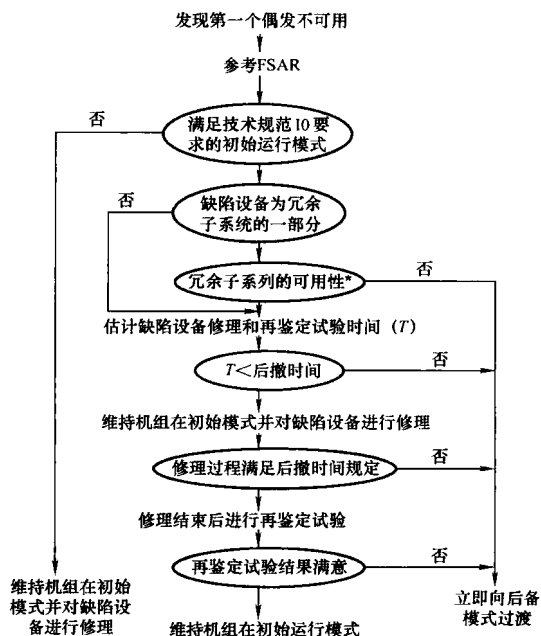


图 4.2-33 偶发不可用事件行动流程

* 当以前一个偶发或计划不可用已进行了再鉴定；已按要求的周期做了定期试验其结果是满意的；尚未解决的缺陷不危及设备性能，则此 QSR 设备是可用的。

QSR 设备不可用事件由当班值长按照《核安全控制》有关程序的规定,通知当值安全工程师(STA),同时遵守以下规定:

① 禁止在存在1个第一组或大于2个第二组不可用的情况下使反应堆临界。

② 无论是偶发还是计划不可用,其终止时间必须是完成了设备再鉴定试验,且得到 STA 验证签字的时间。

③ 不可用事件处理结束,经 STA 确认结果合格后,由当班值长宣布消除 IO。

④ 在当班值长与 STA 对宣布或取消 IO 出现不同意见时,由电厂生产部门经理进行决策。

⑤ 核电厂安全分析人员对 QSR 设备不可用情况进行统计、分析,并反映在核电厂安全监督月报和季报中。累积不可用规则见图 4.2-34。

不可用数目	第二组不可用 (T>15天)					
	0	1	2	3	4	5
第一组不可用	0	MIN	MIN	MIN◇	MIN◇□	立即停堆
	1	MIN◇□	MIN◇□	MIN◇□	立即停堆	
	2	MIN◇□△	MIN◇□△	立即停堆		
	3	立即停堆				

说明:

立即停堆:过渡到后备模式,不得延误;

◇:禁止临界;

□:禁止在第一组设备上做预防性维修或定期试验;

△:禁止在第二组设备上做预防性维修或定期试验;

△:参见FSAR第16章附件;

MIN:后撤时间第于FSAR第16章相关表中相关设备不可用后撤时间的最短值。

图 4.2-34 累积不可用规则

3) I_0 消耗比。

I_0 消耗比 (G_r) 是核电厂安全系统及其支持系统可靠性的一种表征,其定义是 $G_r = t/T$, 其中, t 代表某一核安全设备不可用的持续时间; T 代表某一核安全设备不可用时技术规范所定义的安全期限。

$$\text{每台机组每年不可用平均消耗比} = \frac{1}{n} \times \sum_{i=1}^n \left[\frac{\text{不可用时间}(t)}{\text{允许的后撤时间}(T)} \right]_i$$

$$\text{不可用累积消耗比} = I_0 \text{ 频率}(n \text{ 次}) \times \text{平均消耗比}$$

I_0 平均消耗比代表安全质量相关系统、设备功能的不可用性和核电厂使之返回可用状态的快慢程度。这个指标重点强调系统的可用性、最佳的隔离时间、工作先决条件和纠正性维修的最佳化以及再鉴定试验接口管理。

不可用累积消耗比指标用来评价不可用对核安全水平的影响。

5.4.2 十年安全评审

(1) 目的。

十年安全评审是国家核安全局对运行核电厂实施核安全管理的一种要求。对运行核电厂实行十年安全评审是对常规安全审查与专门安全审查的一种补充,是对营运核电厂的一种综合与系统的安全重新评估。该评审需考虑到已经实施过的改造,运行经验反馈,核电厂积累的老化效应,组织机构的变化以及安全标准和核安全技术的发展。

十年安全评审的目的在于全面了解核电厂的实际安全状况,检查核电厂与当今的核安全标准和国际实践的符合性,并针对发现的缺陷提出并实施现实可行的纠正措施,确保核电厂在后续的运行寿期内始终保持高的安全水平。

(2) 审评依据。

审评依据国家核安全局的法规《运行核电厂的十年安全审评》的要求进行,同时汲取国内外核电厂的相关经验制定十年安全审评大纲,确定审评项目负责人,成立项目工作小组,制定十年审评方法、范围。

(3) 范围。

《运行核电厂的十年安全审评》包括 11 个安全因素:核电厂的实际状态、安全分析、设备的合格鉴定、老化管理、安全性能、外部经验和研究成果的利用、程序、组织和行政管理、人因、应急计划和环境影响。

(4) 安全基准。

十年安全审评所引用的安全基准分为原安全基准与当今安全基准。

安全基准参考文件体系包括两部分内容:安全标准和安全实践。安全标准是指核电厂应遵守的法律、法规及设计、制造规范和标准。安全实践是指根据经验反馈、技术发展所采用的新的要求、方法等。

(5) 方法。

对比原安全参考文件并考虑运行经验反馈、已经进行过的工程改进、可能的维修影响、老化效应以及相关的核安全分析的结果,审查核电厂现实状态是否符合原安全基准的要求。对确实影响安全运行的安全缺陷,提出纠正行动,并论证采取纠正行动后核电厂运行的安全水平能满足新的法规、标准要求。

5.5 大修期间的核安全管理

5.5.1 大修核安全工程师 (STA) 职责

为了保证核电厂大修期间的各项活动遵守核安全的要求,维持核电厂换料大修期间的核安全水平不降低,在大修组织机构中专门配备了大修 STA,一方面向参与大修各方提供核安全领域的咨询,另一方面对大修期间的各项活动,尤其是维修领域的活动实施独立监督。大修 STA 要参与机组大修期间对的安全运行有较大风险的维修项目的风险分析,确保每一项工作前都做好风险分析,及时地探测工作过程中的偏差和薄弱环节,提出分析改进意见。

5.5.1.1 大修 STA 应监督的方面

1) 对安全相关的大修工作文件包进行独立的审查,主要检查其风险分析是否足够和恰当,以及该项工作对系统和机组可能造成的影响和相应的应对措施。

2) 对《换料大修初始报告》进行独立审评,以检查其内容与技术规范的要求是否一致。主要是对于安排的大修活动与核安全监督大纲要求的内容是否一致进行检查。

3) 针对工程改造项目、机组遗留问题、不符合项等问题,进行跟踪和推动相关部门对这些问题的处理和解决。

4) 参与大修计划的制定,侧重于大修项目的执行时间窗口(机组状态)是否与技术规范一致,从计划的角度预防违反技术规范事件的发生。

5) 对检修后设备的再鉴定进行审查,确认设备可以投入运行,尤其是核安全相关设备可用性的确认。

5.5.1.2 大修 STA 在准备阶段、执行阶段和总结阶段的职责

(1) 准备阶段。

1) 准备提交国家核安全局的《换料大修初始报告》。大修 STA 应对此报告进行独立审查,主要依据《运行技术规范》及定期试验监督大纲两部分内容。通过对照十年维修大纲和本年度的维修大纲,验证所列设备检修项目与技术规范

要求的一致性。

2) 在《换料大修初始报告》正式提交给国家核安全局后,要积极准备与其沟通与交流。

3) 准备并按时提交本次大修的《堆芯装料计划》与《堆芯核安全评价报告》。

4) 检查上次大修的遗留问题及对国家核安全局的承诺是否得到了安排与落实。

5) 大修 STA 要绘制大修主要 QSR 设备可用性要求图以便让所有参加大修人员清楚地知道大修期间不同工况下核安全技术规范对各类安全设备的可用性要求。

6) 准备核燃料换料操作的过程控制管理。

7) 全核电厂核安全相关的定期试验实施计划及窗口准备。

8) 对将要在本次大修中实施的改造项目、不符合项和替代物项等工程技术方面的项目,要按照法规的要求审查这些项目是否需要国家核安全局监督站的批准,保证这些变更的过程是受到控制的。

9) 大修 STA 尤其要对安全相关设备上的活动(如:维修、改造核运行等)进行分析、验证,确保符合核安全要求,重点是验证风险分析是否恰当、足够,要检查和评价 QSR 的预防性维修和纠正性维修项目是否都安排了相应的品质再鉴定和功能再鉴定。

(2) 执行阶段。

1) 大修机组的核安全控制要紧紧抓住保证核安全功能及其支持功能的可用设备并推动设备尽快恢复可用及其遗留问题的彻底解决。

2) 特别关注以下问题:

① QSR 相关的重要泵的检修。

② 主变压器、辅助变压器、应急柴油机及电源倒换工作。

③ 反应堆大盖的开启及关闭工作。

④ 主蒸汽系统安全阀与汽机旁路系统排大气阀的检修及安全阀定值设定。

⑤ 电气盘停电检修与再供电。

⑥ 核燃料的卸出及重新装载。

⑦ QSR 相关的阀门解体检查及电动头(电动阀)、气动隔膜阀隔膜更换。

⑧ 在役检查。

⑨ 定期试验及 QSR 设备再鉴定。

⑩ 运行主隔离及贯穿件试验的隔离与执行、安全壳完整性的保证。

⑪ 运行在线(系统在线)的准备与实施以及防跑水措施的落实。

⑫ 动态控制点与静态控制点的条件满足检查。

⑬ 安全质量相关设备的打压试验。

⑭ 检查和评价当日计划安排的质量安全相关的大修活动是否满足技术规范。

3) 大修进程中特许申请的使用和管理。

4) 大修机组遗留问题的跟踪与评价。

5) 经验反馈和事件管理。

(3) 总结阶段。

1) 大修安全管理的良好实践、大修事件的分析和评价、重大技术问题的处理、遗留问题评价、STA 的独立监督、机组再启动评估、特许申请及与国家核安全局的沟通等方面的内容。

2) 机组并网及满功率运行后一周,与国家核安全局召

开满功率评议会,评议从临界到满功率的升功率期间所发生的安全问题以及整个大修期间遗留问题。

3) 大修后 4 个月向国家核安全局提交《换料大修总结报告》。

5.5.2 大修核安全管理内容

5.5.2.1 大修期间的核安全风险

在大修期间核电厂虽然链式反应终止,但是在堆芯中仍存在衰变热,这些热量必须排除,否则累积聚集以后会直接损坏燃料组件导致放射性物质释放。在大修期间,三道屏障不一定完整,燃料组件在运输过程中也有可能发生损坏,当主回路、安全壳处于开启状态时,一旦发生放射性泄漏,有可能释放到环境中。

大量的设备退出运行进行维修,安全保障系统可能可用,也可能不可用,万一发生事故,操纵员可动用的对策手段少。因此技术规范中给出了在不同状态下必须保证的可用设备。同时在维修期间,机组的工况变化、水位变化大,操纵频繁,使人因失误概率大为增加。大修期间核安全的风险主要有:误稀释误提棒造成意外临界,余热排出系统故障使燃料组件失去冷却,操作不当造成燃料组件意外损坏等,其后果都将是放射性物质的不受控外泄。

5.5.2.2 大修期间的核安全要求

换料大修期间的核安全要求主要分为两部分:一部分是法规要求,另一部分是技术要求,即《运行技术规范》《定期试验监督大纲》《在役检查大纲》的要求。

对于每一个反应堆运行状态,《运行技术规范》均有明确而具体的规定以确保反应堆安全三大功能的满足。为保证一个状态下所需要设备满足技术规范的要求,特别设置了两类控制规程,一类是静态状态控制规程,它用于检查机组所在大修状态的设备可用性是否满足核安全的要求,第二类是动态状态控制规程,是在状态转换前,检查下一个状态所需的设备是否满足技术规范。

冷停堆分三个阶段:换料冷停堆、维修冷停堆、正常冷停堆。

大修期间一般通过以下手段保证核安全的功能得到满足:

1) 参与大修的工作人员进行核安全培训授权。

2) 大修开始前制定大修各阶段技术规范要求的设备可用性图表。

3) 大修期间执行静态和动态控制点规程以保证任何状态下反应堆的状态都是安全的。

4) 通过行政隔离的实施和解除来确保反应堆安全功能。

5.5.2.3 技术规范的遵守与特许申请

机组不处于冷停堆模式时,技术规范强调在设备或系统中某个安全相关物项不可用时需要采取的行动。机组处于冷停堆模式时,规范要求同时可用的最低数量的设备或设备组清单,要设法限制同时不可用设备或设备组的数量及其不可用期限。

(1) 控制点的检查与释放。

1) 国家核安全局在启动评审会上,根据评审结果设置控制点。

2) 根据技术规范要求,在反应堆运行状态改变之前设置动态控制点。

(2) 再启动安全评估会。

再启动安全评估会包括装料前、离开正常冷停堆前、反应堆临界前的例行会议和特殊问题召开的非例行会议,目的是机组再启动过程中、状态转换点释放前,检查确认大修机

组的核安全状态满足运行条件、必须的维修活动和改造活动完成且再鉴定合格。

(3) 遗留问题跟踪。

如果安全工程师认为某一异常存在潜在的安全后果, STA 应密切跟踪这些异常的处理情况并且给出其潜在的后果分析, 直至问题关闭。

(4) 经验反馈。

大修前的经验反馈的工作重点在培训, 大修过程中经验反馈的工作重点在预防, 大修后的经验反馈的工作重点在总结。

5.5.3 国家核安全局的大修监督

国家核安全局的监督主要分成召开监督审查和现场监督两个部分。

监督审查主要有: 换料大修初始报告审查、在役检查结果报告审查、离开正常冷停堆前评议、临界前检查会、满功率后评议等。

现场监督主要包括参加每天的大修工作协调会、跟踪特许申请执行过程、专项活动的检查、跟踪调查核安全相关问题、监督辐射剂量情况和机组状态是否与技术规范要求一致等。

5.6 事故工况下的核安全管理

核安全管理是以预防为主, 主要涉及技术规范的遵守、质量安全相关 (QSR) 设备定期试验大纲及预防性维修大纲的按期执行, 异常的处理以及提高组织与个人的安全文化的素养等。而在事故工况下的核安全管理, 则是涉及事故工况时的应急组织机构管理、文件 (事故规程) 管理等。

事故工况下的核安全管理见核电厂的运行。

5.7 核电厂的运行事件报告制度

电厂运行事件报告规定了与核安全相关事件向国家核安全局的报告准则、报告方式、报告过程。

5.7.1 报告准则

电厂必须及时向安全管理部门报告符合以下一条或数条准则的事件。

(1) 准则 1——违反核电厂技术规范的事件:

- 1) 核电厂技术规范要求的停堆事件。
- 2) 违反技术规格书的运行事件。

(2) 准则 2——导致核电厂安全屏障或重要设备性能受到严重损害或出现下列工况的事件:

- 1) 明显危害安全的没有分析过的工况。
- 2) 超出核电厂设计基准的工况。
- 3) 在核电厂运行规程或应急规程中没有考虑的工况。

(3) 准则 3——对核电厂安全有现实威胁或明显妨碍电厂值班人员完成安全运行的自然事件和其外部事件。

(4) 准则 4——导致专设安全设施和反应堆保护系统自动或手动触发的事件 (预先安排的这类试验除外)。

(5) 准则 5——任何可能妨碍构筑物或系统实现下列安全功能的事件:

- 1) 停堆和保持安全停堆状态。
- 2) 排出堆芯余热。
- 3) 控制放射性物质释放。
- 4) 缓解事故后果。

妨碍这些构筑物或系统实现其安全功能的原因可能包括一个或多个人的失误、设备故障、设计、分析、制造和安装不正确或程序错误。然而, 这里不包括在同一系统

中冗余或备用设备能够完成所要求的安全功能而个别部件出故障。

(6) 准则 6——导致多个独立的具有下列功能的系统、序列或通道同时失效的共因事件:

- 1) 停堆和保持安全停堆状态。
- 2) 排出堆芯余热。
- 3) 控制放射性物质释放。
- 4) 缓解事故后果。

(7) 准则 7——放射性释放失去控制的事件:

1) 对工作人员和电厂附近公众成员造成的有效剂量当量超过国家标准规定的限值。

2) 在非限制区, 空气中气载放射性物质在一小时内平均浓度超过国家标准规定的导出空气浓度 (DAC) 限值的两倍。

3) 在非限制区, 饮用水中所含放射性核素, 除氚和溶解的惰性气体外, 在一小时内平均浓度超过国家标准规定的导出食入浓度 (DIC) 限值的两倍。

4) 放射性物质贮存及放射性废物的排放管理违反了国家标准或有关部门的相应规定。这类事件的事例有:

① 在一次事件中, 工作人员个人所受到的有效剂量当量超过 50mSv。

② 在非限制区, 公众成员一个日历年内受到的有效剂量当量超过 5mSv。

③ 导致人员伤亡或需要送医院治疗的核起因事件; 放射性物质包装不合格或不密封, 以致表面剂量超过规定值或有放射性物质泄漏。

④ 放射性物质在限制区或非限制区丢失, 并可能危害公众的健康。

⑤ 放射性器材被盗或遭破坏等重大责任事故。

⑥ 意外放射性释放。

⑦ 意外临界。

(8) 准则 8——对核电厂安全有现实威胁或明显妨碍值班人员安全运行的内部事件, 包括火灾、化学物质、有毒气体和放射性物质释放以及使用爆炸物等。

(9) 准则 9——上述准则所不包括的, 国家核安全局或电厂根据事件的性质及其后果确定为对安全有影响的运行事件以及公众普遍关注的事件。

5.7.2 报告方式

一个运行事件必须分三步向安全管理部门报告: 向国家核安全局及其监督站的口头通告; 送到国家核安全局及其监督站的书面通告; 报送国家核安全局和其监督站的书面事件报告。

(1) 事件通告。

核电厂必须以口头通告和书面通告的方式向国家核安全局及其监督站报告所有运行事件。

(2) 口头通告。

核电厂应在事件发生后 24h 内向国家核安全局及其监督站通告所发生的事件, 首先是电话通告或面述, 随后立即发送传真件。这一通告必须包括以下内容:

核电厂名称。

机组编号。

事件名称。

事件发生时间。

报告依据。

事件发生前机组状态和功率水平。

事件对运行的影响和事件后功率水平。

放射性后果。
出问题的系统和设备。
事件是否已经结束。
紧急程度。
摘要。
报告人。

(3) 书面通告。

核电厂应在事件发生后三天内向国家核安全局及其监督站递交书面通告，节假日期间顺延到节假日后第一个工作日递交。

书面通告应按国家核安全局确定的标准格式填写。

(4) 事件报告。

核电厂应在事件发生后 30 天内以公函形式向国家核安全局和监督站递交书面事件通告，如果第 30 天是节假日，则顺延到节假日后第一个工作日递交或投递。

运行事件报告必须包括：

核电厂名称和核电机组编号。

事件报告编号。

事件通告编号。

事件名称。

始发事件。

事件发生时间和结束时间。

报告日期。

报告人。

报告准则。

(5) 补充报告。

在下列情况下，应该提交补充报告：

1) 原事件报告需要补充或修订的情况下，应提交相应的补充报告。

2) 国家核安全局认为原事件报告不够详细，要求核电厂提交补充报告。

补充报告的内容必须包括：

事件发生前初始工况（机组状态，反应堆功率水平）。

事件对运行的影响和事件后功率水平。

放射性后果。

安全评定。

报告摘要。

报告正文。

5.8 核事件分级

对核电厂所报告的运行事件，本分级办法提供一种手段，用于以统一的术语与公众进行快速交流。分级将事件置入一个适当的背景下，这将有利于核电厂和公众之间就事件的性质达成共识。

本分级办法设计用于事件后的快速评价。如有必要还可以给出将事件分为某一特定级别的论证。根据进一步分析或事情的发展，一个事件可以随后重新进行分级，但是必须尽量减少重新分级的次数。

5.8.1 分级的一般描述

需要分级的事件只是与核安全相关的事件。与核安全无关的工业安全事故或其他事件不在此分类。

核电厂的事件分级，采用由国际原子能机构（IAEA）和欧共体（OECD）核能署联合编制的国际核事件分级（INES）。

分级以两种形式来表达。第一种形式是一个简单的矩阵，内含提示事件重要度的关键词，这个矩阵展示的是用于

事件分级的三个独立的准则以及不同准则所对应的事件等级。这一矩阵的设置意图是给出一个有关安全重要度的通用的指示，而非精确的界定式的指示。分级的第二种表达形式是为了公众了解，它综合了三个准则。对每一个重要度等级都给出了若干定义（见表 4.2-6）。

表 4.2-6 事件分级简化表述

事 件	等 级	事件说明
事 故	7	特重大事故
	6	重大事故
	5	具有厂外风险的事故
	4	无明显厂外风险的事故
事 件	3	重大事件
	2	事 件
	1	异 常
偏 差	0	等级外，无安全意义

没有核安全重要性的非常微小的事件分级为“等级外”或“0 级”。其他事件分为两部分，较低的等级（1~3 级）称为事件，较高的等级（4~7 级）称为事故。

5.8.2 事件分级

每一事件必须按三个独立准则，厂外影响准则、厂内影响准则、纵深防御准则分别进行评价，事件的等级必须取三个准则评价所得的最高者。

5.8.2.1 厂外影响准则

(1) 定义。

事件按厂外影响准则进行的分级，考虑的是在核电厂厂址以外的实际放射性影响。这可以表述为释出的活度总量、公众受照射的人数，或者为了限制释放的后果而必须采取的可能行动。

选用了五个不同的等级，从第 7 级开始，在该级别下，堆芯放射性总装量的很大部分被释出，一直到第 3 级为止，在该级别下，厂外剂量在数值上相当于公众年剂量限值的十分之一左右。

(2) 等级构成。

第 7 级：放射性大量释放，造成大面积健康和环境影响。

堆芯装量的很大份额，包括短寿命及长寿命裂变产物的混合物，释放到厂外，其总量大于 10^{16} 贝可当量碘-131。

此类释放有引发急性健康效应、在较大区域内引发缓发健康效应的可能性，也可能波及一个以上的国家。

可能引起长期的环境后果。

第 6 级：发生明显放射性裂变产物释放的事件。

放射性裂变产物的外泄量在 $10^{15} \sim 10^{16}$ 贝可当量 I-131 之间。

此类实际释放的结果，很可能有必要全面实施地方应急计划以限制对公众成员的健康影响。

第 5 级：造成有限的裂变产物向环境释放的事件。

放射性裂变产物的外泄量在 $10^{14} \sim 10^{15}$ 贝可当量 I-131 之间。

此类实际释放的结果，在某些情况下可能需部分动用应急计划，比如就地隐蔽以及/或者撤离，以便尽量降低发生健康影响的可能性。

第 4 级：引起少量向环境释放的事件，此类事件造成公众成员的照射剂量达到预定限值的量级。

放射性外泄量造成厂外最大受照个人的剂量达到公众年

剂量限值 5mSv 的量级。

此类实际释放的结果，一般不需动用厂外防护行动，但有可能实施局部的食物管制。然而，为防止电厂状态进一步恶化，或者考虑其他分级准则（纵深防御弱化准则和厂内影响准则），仍然要采取某些预警性的措施。

第3级：向环境释放的放射性非常少的事件，此类事件造成公众成员的照射剂量仅为预定限值的几分之一。

未经批准的放射性排放，造成公众个人最大照射剂量在公众年剂量限值（5mSv）的十分之一的量级。

此类实际排放的结果，不需要厂外防护行动。然而，为防止电厂状态进一步恶化，或者考虑其他分级准则（纵深防御弱化准则和厂内影响准则），仍然采取某些预警性的措施。

5.8.2.2 厂内影响准则

(1) 定义。

事件按厂内影响准则进行的分级，考虑的是对核电厂的实际影响，而不考虑可能的厂外释放和纵深防御方面的问题。主要考虑放射性产物在现场以内但却在设计限定以外的区域内的散布。由于重大的厂内影响往往来自堆芯损伤，本准则特别考虑燃料及其包壳的状态。

根据厂内影响选用了三个不同的等级。低于第3级，可以认为按厂内影响作严重度分级来说，是不重要的，在那种情况下，纵深防御准则是唯一必须加以采用的准则。

(2) 等级构成。

第5级：发生严重的堆芯损伤或堆芯熔化。当大于百分之几的燃料熔化，或大于百分之几的堆芯装量从燃料组件释放出时，则认为发生了堆芯的严重损伤。

第4级：发生部分的堆芯损伤。很难给出部分堆芯损伤的界定，大体只能给出等级的数量级水平。如：10%以上的燃料包壳破裂，或燃料熔化，或大于0.1%的堆芯装量从燃料组件中释出时，即认为发生了部分堆芯损伤。

其他导致辐射和污染的事件，若导致工作人员剂量达到1Sv的量级（这一照射水平可产生急性健康效应），也在考虑之列。

第3级：发生重大污染或工作人员超量照射。这就是说：

引起几名工作人员受重大照射（个人剂量超过50mSv）的事件。

电厂可进入区域的重大污染，引起几名工作人员受到的有效剂量当量大于50mSv或单个器官可能受到大于500mSv的累积剂量当量。

导致明显数量的放射性出现在电厂设计考虑之外的区域因而必须采取纠正行动的事件，此外“明显数量”应理解为：

液态流出物污染，除氙外所有其他核素的总活度达到 10^{14} 贝克量级。

厂房内包容气体的释放，其当量活度为 10^{12} 贝克量级的碘-131。

为简化计，剂量以有效剂量当量（希沃特，Sv）表述，实际上在有应急健康效应的区段，剂量应正确地表述为吸收剂量（戈瑞，Gy）。

5.8.2.3 纵深防御准则

(1) 定义

核电厂的核安全是由以下措施保证的：

设计：提供三道屏障来防止放射性释放，这些屏障的完整性由冗余的安全系统来确保。

监督：实行定期的试验、检查和维护以保障安全重要物

项按要求可用。

运行：机组必须维持在其安全运行的范围内。

安全文化：必须维持一种对核安全的正确态度。

纵深防御概念包括对各级屏障的保护，防止伤害到电厂或伤害到屏障本身。以这一准则进行的分类一般是基于一个初因事件的发生或可能发生以及维持各级屏障完整性所需安全系统的状态。而不是基本屏障本身的状态。安全系统的状态不仅包括机组系统的可用性，而且还包括它们与运行规程的一致性。各级屏障本身的失效会引起放射性后果，通常由分级的第1和第2准则来作定级。

(2) 严重度分级的基本逻辑。

根据纵深防御弱化选择了三个等级，以反映整个系统受影响的程度。

引起机组纵深防御弱化的事件一般取两种可能的形式：出现要求安全系统运行初因事件，或没有初因事件的安全系统性能降级。

初因事件清单见《最终安全分析报告》第15章。

在第一种情况下，初因事件是偏离了正常运行的一个运行过程，过程中某一安全功能将受到冲击。对于此类事件，作为设计上的考虑，是通过提供安全系统将事件后果限制到一个可接受的水平。事件的分级取决于以下诸要素：

- 1) 事件的预期发生频度。
- 2) 若安全系统功能发挥不充分，事件的可能后果。
- 3) 相关安全系统的可用性。

在第二种情况下，机组并未发生偏离正常运行的情况，但已发现安全系统性能降级，可能在一出现初因事件而要求该安全系统发挥作用时，因其降级而带来严重后果。在这种情况下，事件的严重性当然取决于安全系统降级的程度。然而，严重性也取决于特定初因事件的预期发生频度和有关安全系统运作时初因事件的可能后果。

(3) 严重度分级准则。

按照上述分级逻辑，可以用表4.2-7对事件作严重度分级，该表综合了以下因素：①初因事件实际发生与否；②初因事件的最佳估算频度；③安全系统的可用性。

表 4.2-7 纵深防御弱化的事件
严重度分级准则

初因事件频度	预期的		可能的		不太可能的	
	实际发生	假想的	实际发生	假想的	实际发生	假想的
安全功能可用性	1R	1P	2R	2P	3R	3P
A. 完备	0	0	1	0	2	0
B. 在运行限制条件以内	1/2	0	2/3	0	2/3	0
C. 充分	2/3	1/2	2/3	1	2/3	1
D. 不充分	3 ^①	3	3 ^①	2	3 ^①	1

① 此类事件可由厂内及厂外影响准则分为更高的等级。

1) 初因事件频度。

正常运行，预期运行，预期运行事件和事故工况谱可根据其发生频度分为三个不同的初因事件族。表4.2-17中这三族分别是预期的、可能的和不太可能的。

预期的：覆盖正常运行和预期运行事件。

可能的：预计会发生的事件，但在电厂全寿期中其预期的发生频度大于1% [大略相当于 1×10^{-4} / (堆·a)]。

不太可能的：设计机组时考虑的初因事件，其发生频度

比上一族事件要小得多(即所谓“设计基准事故”)。

表 4.2-17 进一步按是否发生初因事件作了划分。

实际发生(R):适用于实际发生了初因事件的情况。

假想的(P):适用于没有发生初因事件的情况,假想的初因事件是那些降级的安全系统是设计用来限制其后果的事件。因此假想的初因事件可以从电厂设计基准中找到。

对于某些安全系统,可能有必要考虑一个以上的假想初因事件,然后选用给出最高事件严重度等级的那一个假想初因事件。

2) 安全功能可用性。

安全功能由一个或数个安全系统来保障,而安全系统的可用性则受到运行限值和条件来管制。对于所研究的初因事件,只审查它所要求的安全功能的可用性。对于每一个安全功能,考虑以下的可用性分类:

完备(A):由设计提供用来对付特定初因事件以便限制其后果的所有安全系统和部件可用,其水平可以满足每一安全系统的最低限度安全要求,一个安全系统的这种最低限度安全要求,一个安全系统的这种最低限度可用性,根据机组不同状态,在技术规格书中用了限定。

在运行限制条件以内(B):由设计提供用来对付特定初因事件以限制其后果的安全系统和部件可用,其水平可以满足每一安全系统最低限度的安全要求,一个安全系统的这种最低限度的可用性,根据机组的不同状态,在技术规范中作了限定。

充分(C):对于某些安全系统来说,低于运行限值和条件所要求的可用性水平可能仍足以限制初因事件的后果。为保障安全功能而设置的多样性系统也许可以作为一个例子。假如设计用来保障特定安全功能的所有系统都不可用的时间是如此之短,以至该安全功能仍可由其他手段来维持,这也是一种“充分”的情况。比如,若发生短时间的全厂断电,堆的冷却是可以得到保障的。

对于另一些安全系统,例如仅要求用于对付不太可能的初因事件而履行安全功能的系统,“在运行限值和条件以内”与“充分”可能是一样的,这种情况下有必要使用给出较高严重等级的那一类。

不充分(D):安全系统的可用性降级到不能履行其安全功能。

在实践中,安全系统或部件的状态可能不符合上述分类。例如,可用性可能不够完备但又优于运行限值和条件的要求,又例如,整个系统可能是完备的但却因失去指示信号而降级,等等。在这些情况下就必须作判断,决定其相当于表 4.2-17 中的哪一级。

3) 补充导则。

在表 4.2-17 所示两个严重度等级之间作选择时,不得不采用工程判断。

必须考虑以下几个范畴:①可用于纠正行动的时间;②电厂不可用的持续时间;③由于缺少信息或存在误导信息而给系统运行带来的困难。

若有下述情况,某些事件可比表 4.2-17 给出的等级提高 1 级:①安全系统上发生共模故障;②发生了人因差错,暴露出安全文化不足;③违反运行限值和条件并未经论证,暴露出安全文化不足;④规程不充分;⑤发现了按正常规程无法发现的异常,暴露出监督大纲有缺陷。

内部或外部危险,如火灾,外部爆炸或龙卷风,可能并不直接影响电厂的运行。在使用表 4.2-17 时,这些危险本身不应作为初因事件来看待,但是仍然可用的安全系统则必须对照发生的“初因事件”来评价。

某些事件本身可能并不重大但却可能是一更大事件的诱因事件(比如,小泄漏或带污染的泄漏)。除了标准地应用表 4.2-17 之外,此类事件还应当针对可能发生严重初因事件(潜在事件)考虑安全系统功用来评价。这一评价应考虑从已发生事件演变为潜在事件的可能性。在反应堆冷却剂边界上或其他部件上发现的某些结构缺陷可以用此方法处理。

某些可能发生的事件并不直接影响反应堆的安全,但仍然有某种重要性,因为它可能暴露出电厂在安全文化方面的问题。这样的事件可能涉及人因差错,程序不充分或者违反规程,这些事件可以分级为 1 级。这些事件可能引起维持放射性材料正确管理方面的故障,或者剂量管理方面的故障。此类事件的实例有:①未经授权从厂区移出污染的或辐射过的物品;②人员计划外的剂量;③未受控的流出物排放;④污染在厂区的散布,引起控制区的重新分级;⑤等级外。

根据以上给出的导则,大量的事件从纵深防御的准则看来可以认为是不重大的,应当归为 0 级或称“等级外”,此类异常应当与运行限值与条件未被超过的情况相区别,与根据充分的程序得到正确处理的况相区别。此处给出若干实例如下:

①一个冗余系统上的一个偶发单一故障;②没有后果的简单人因故障;③在定期检查或定期试验中发现的无共模可能的异常或不可用;④动作顺序正常的自动停堆;⑤达到运行限值与条件所限定的最低限度要求,以正常途经过渡到后撤状态;⑥安全系统的意外动作,不影响电厂安全,也不影响运行的正常过渡;⑦事件所涉及的物项对安全不重要;⑧屏障的非重大降级(泄漏率小于运行限值与条件);⑨工作人员的工业事故,涉及少量的污染,但事故的严重程度(死亡或受伤程度)尚不足以分到较高的等级以上。

4) 分级程序。

为了有助于使用这一分级办法,准备了图 4.2-35 所示

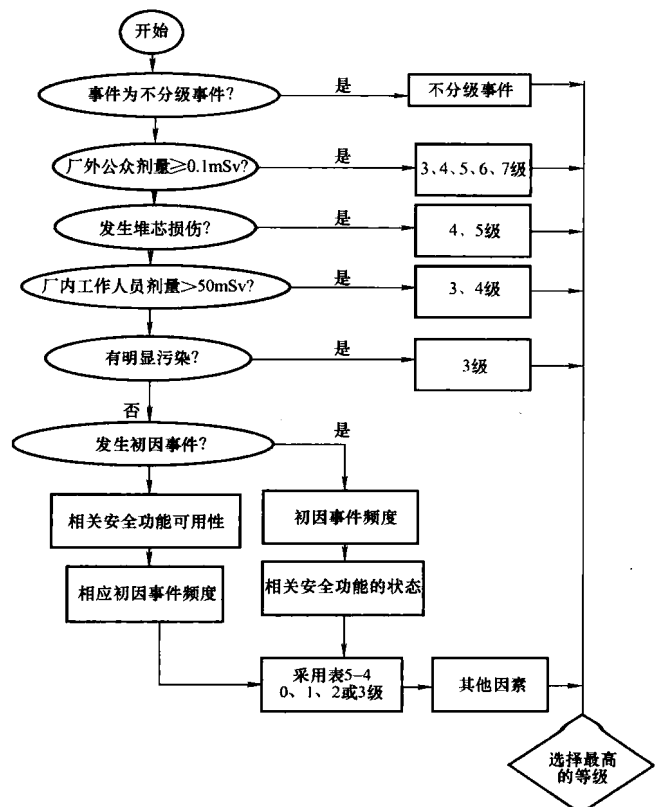


图 4.2-35 核事件分级流程

的流程：使用这一流程图作为分级的辅助手段，而且它有助于确保在分级过程中本文件的各个有关章节均被覆盖到。

核事件分级的简单描述见表 4.2-8。

用于快速通报安全重要度的国际核事件分级见表 4.2-9。

表 4.2-8 事件分级的简单描述

等级/描述	准 则		
	厂外影响	厂内影响	纵深防御弱化
7/特重大事故	大量释放： 广泛的健康和环境影响		
6/重大事故	明显释放： 地方应急计划全部启用		
5/具有厂外风险的事故	有限释放： 地方应急计划部分启动	严重堆芯损伤	
4/无明显厂外风险的事故	少量释放： 公众照射达到预定限值的量级	部分堆芯损伤 工作人员有急性健康效应	
3/重大事件	非常少量的释放： 公众照射仅为限值的若干分之一	严重污染 工作人员超剂量	接近于事故 失去纵深防御措施
2/事件			有潜在安全后果的故障
1/异常			偏离了批准的功能范围
0/等级外偏差	无安全重要性		

表 4.2-9 用于通报安全重要度的国际核事件分级

等级/名称	事件性质
7/特重大事故	大型装置（如动力堆的堆芯）中大部分放射性物质向外释放。一般涉及短寿命和长寿命放射性裂变产物的混合物〔从放射学上看，其数量相当于超过几万太贝克（TBq，即 10^{12} Bq）的 ^{131}I 〕。这类释放可能有急性健康效应；在可能涉及一个以上国家的大范围地区有慢性健康效应；有长期环境后果
6/重大事故	放射性物质向外释放（从放射学上看，其数量相当于几千到几万 TBq 的 ^{131}I ）。这类释放将可能需要全面实施当地应急计划中包括的相应措施以限制严重的健康效应

续表

等级/名称	事件性质
5/具有厂外风险的事故	放射性物质向外释放（从放射学上看，其数量相当于几百到几千 TBq 的 ^{131}I ）。这类释放将可能需要部分实施当地应急计划中包括的相应措施以减少造成健康效应的可能性。 设施严重损坏。这可能涉及动力堆堆芯大部分严重损坏、重大临界事故或者是在设施内释放大量的放射性物质的重大火灾或爆炸
4/无明显厂外风险的事故	放射性物质向外释放，使关键人群受到几 mSv 量级剂量的照射。对于这种释放除当地可能需要进行食品管制外，一般不需要厂外保护行动。 设施明显损坏。这类事故可能包括造成重大厂内修复困难的损坏，如动力堆堆芯熔化和非反应堆设施内发生的可比事件。 一名或多名工作人员受到极可能发生早期死亡的过量照射
3/重大事件	放射性物质向外释放，使关键人群受到十分之几 mSv 量级剂量的照射 ^① 。对于这类释放可能不需要厂外保护措施行动。 造成工作人员受到足以引起急性健康效应的剂量的厂内事件和/或造成污染严重扩散的事件，例如几千 TQq 的放射性进入一个二次包容结构，这里的放射性物质还可以返回令人满意的储存区。 安全系统再发生故障可能造成事故工况的事件，或如果发生某些始发事件安全系统将不能防止事故的状态
2/事件	安全措施明显失效，但仍有足够的纵深防御，可以应付进一步故障的事件。包括实际的故障定级为 1 级但暴露出另外的明显组织缺陷或安全文化缺乏的事件。 造成工作人员受到超出规定年剂量限值的事件和/或造成设施内有显著量的放射性存在于设计未考虑区域内并且需要纠正行动的事件
1/异常	超出规定运行范围但仍保留有明显的纵深防御的异常情况。这可能归因于设备故障、人为差错或规程不当，并可能发生于本表覆盖的任何领域，如电厂运行、放射性物质运输、燃料操作和废物储存。实例有：违反技术规范或运输规章，没有直接安全后果但暴露出组织体系或安全文化方面不足的事件，管道系统中超出监督大纲预期的较小缺陷
0/偏差	偏差没有超出运行限值条件，并且依照适当的规程得到正确的管理。实例有：在定期检查或试验中发现冗余系统中单一的随机故障，正常进行的计划反应堆保护停堆，没有明显后果的保护系统假信号触发，运行限值内的泄露，无更广泛安全文化意义的受控区域内较小的污染扩散

① 剂量用有效剂量当量（全身剂量）表示。适当时，这些准则也可以用经国家主管部门规定相应排出物的年排放限值来表示。

6 核电厂的三废、辐射防护、环境、核应急管理

6.1 核电厂的排出物管理

6.1.1 废物管理的有关法规和标准

核电厂放射性废物的管理必须满足国家有关法规和标

准:

HAF-0309《核电厂安全运行管理》

HAF-0301《核电厂放射性排出流和废物管理》

《中华人民共和国环境保护法》

《中华人民共和国水污染防治法》

GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》

GB 8703—1988《辐射防护规定》

GB 9133—1988《放射性分类标准》

GB 11928—1989《低、中水平放射性固体废物暂时贮存规定》

GB 11806—1989《放射性物质安全运输规定》

6.1.2 废气排放管理目标值

废气排放管理目标值由各核电厂根据占年排放限值的份额而制定,并进行严格控制和不断优化。在正常运行工况下,某核电厂每年释放的废气放射性管理目标值(参考)为:

惰性气体: $7.14 \times 10^{14} \text{ Bq/a}$ 。

碘: $2.14 \times 10^{10} \text{ Bq/a}$ 。

粒子: $5.71 \times 10^{10} \text{ Bq/a}$ 。

另外,废气连续三个月的放射性释放量应低于年排放限值的一半。

6.1.3 废液排放管理目标值

废液排放管理目标值由各核电厂根据占年排放限值的份额而制定,并进行严格控制和不断优化。在正常运行工况下,某核电厂每年释放的废液放射性管理目标值(参考)为:

氚排放量: $4.3 \times 10^{13} \text{ Bq/a}$ 。

其他核素总排放量: $2.14 \times 10^{11} \text{ Bq/a}$ 。

另外,废液连续三个月的放射性排放量应低于年排放目标值的一半。

6.1.4 放射性固体废物管理原则

(1) 没有制定废物的处理、封装和储存措施前,不能产生废物。每次维修活动准备必须有包括对可能产生的放射性废物的处理措施,在进行任何可能产生废物的工作之前,应研究废物的可接收性、转型工艺和储存条件。

(2) 对每一类型的放射性固体废物应采取专门的处理措施,其技术规范应接受国家处理、处置机构的严格审查,所有的处理工艺必须满足国家有关法规要求。

(3) 为使放射性固体废物的产生量尽可能低,应采取以下措施:

- 1) 详细计划和执行维修工作。
- 2) 严格控制和运输放射性材料。
- 3) 有效地运行废物处理系统。
- 4) 制定污染控制程序。
- 5) 按照废物来源分类、处理。
- (4) 固体废物暂存库。

放射性固体废物在最终处置之前,储存在废物暂存库内。具体储存量根据各核电厂的具体情况确定,通常储存能力按核电厂每年产生的废物量的几倍以上设计。

6.1.5 核电厂放射性废物管理组织机构及其职能

为实现放射性废物的管理目标值,核电厂应成立放射性废物管理组织机构(见图4.2-36)。

按照国家有关法规和标准严格管理放射性废物的产生、分类、储存、处理、排放和运输。各职能部门责任如下:

电厂总经理:对核电厂所产生的放射性废物管理负责。

主管副总经理:协助总经理的上述工作,并对核电厂放

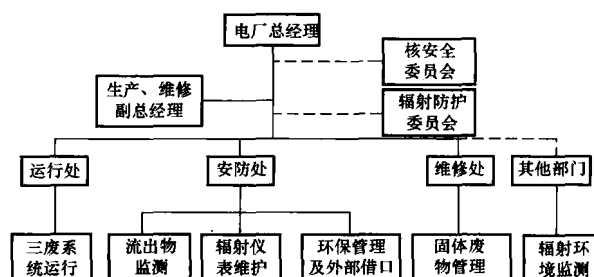


图 4.2-36 核电厂放射性废物管理组织机构图

射性废物的管理和处理过程负责。

安防处:负责核电厂放射性废物管理的协调,是核电厂与上级主管部门在放射性废物管理方面的接口单位。协助主管副总经理制定废物管理目标值。

运行处:对三废系统的安全运行负责。按设计基准和核电厂管理目标值运行三废系统。并对上述目标值的确定提供技术支持。

维修处:对放射性废物的分检、收集、固化、打包、储存和运输等过程负全面责任。

技术处:负责放射性废物的化学分析工作,并对放射性废物的处理方法提供技术支持。

6.1.6 放射性气体释放管理

(1) 废气分类处理。

根据废气中氢气含量将废气分为两类:

1) 含氢废气。含氢废气主要有两大来源:反应堆冷却剂在硼回收系统(TEP)除气塔中脱出的气体;各种箱体的吹扫。

含氢废气主要由氢、氮和裂变气体等组成,由核岛疏水排气系统(RPE)收集后送入废气处理系统(TEG),采用储存衰变的方法降低废气的放射性水平,储存期满后取样分析,若符合排放条件,即可根据排放要求有控制地排至核辅助厂房通风系统(DVN)的碘过滤器入口管内。

TEG含氢废气处理系统的主要设备有废气缓冲罐、压缩机、气液分离器、衰变箱和排放管线。进入缓冲罐的废气压力上升到压缩机启动设定值时,压缩机自动启动,向废气衰变箱填充废气至储存许可的压力,之后隔离该衰变箱,使其储存衰变45天以上满足排放许可条件后申请排放。

2) 含氧废气。含氧废气主要为空气,并含有少量放射性碘及其同位素,它来自有关系统容器的呼排气,由RPE(核岛排气和疏排水)系统汇集在一条管路上,通过TEG系统排气风机造成的负压引入该系统。含氧废气经TEG系统含氧子系统除碘后由风机排至DVN系统的高效过滤器入口管内。

正常运行及事故工况下,所有的气态排出流都通过烟囱排放到环境中(直接向大气排放的二回路蒸汽安全阀和排空阀排放管路除外),烟囱高度应满足排放要求。烟囱空气活度监测系统要包括对所有气态排出流的排放监测。

(2) 低放废气连续释放。

这类废气在排放之前,首先要经高效粒子空气过滤器过滤,再由通风空气稀释后排入环境。位于烟囱上的下列仪表用来监测和控制废气排放流。

气溶胶 β 活度连续测量。

低量程烟囱空气比活度连续测量。

高量程烟囱空气多活度连续测量。

烟囱空气碘活度连续测量。

当被测废气的比活度超过设定域值时便发出报警并采取

措施,以处理事故和控制由于正常运行、预期运行事件和假想事故时所导致的放射性物质的释放。在实验室可对气溶胶过滤器、氚鼓泡器和碘过滤器定期分析,分析内容包括:

- 1) 气溶胶过滤器的 β 活度和能谱。
- 2) 碘过滤器的总 γ 活度和能谱。
- 3) 氚鼓泡器样品中的 3H 活度。

利用以上分析数据和连续监测仪器的计数值以及烟囱排放的总流量,可计算出电厂通过烟囱向环境释放的放射性总活度。

放射性废气排放按电厂放射性废气排放管理程序执行。

(3) 放射性废气批量释放。

在正常运行工况下,高放含氢废气排放之前,须在废气衰变箱中储存衰变60d;在预计运行事件时,废气的储存衰变时间至少为45d。废气排放前需由运行处填写取样分析排放单,由核取样系统取样分析,以确定废气放射性活度和排放要求。废气排放总管上安装了测量流量和流速的流量计。当达到排放要求时,运行处操作人员按排放单要求,将废气有控制地排至DVN系统的碘捕集器,最后通过烟囱排入大气。

排放过程中根据流量计指示,通过调节阀可调整废气的排放流量。每次排放只限一个衰变箱。

当反应堆厂房处于扫气排放或压力释放时,要求电厂化学和物理测量人员取样分析,并估算出安全壳向环境释放的气溶胶、碘和惰性气体的放射性总量。

每次排放前,由电厂化学和物理测量人员负责更换新的烟囱取样器用高效粒子空气过滤器HEPA、碘吸附器和氚鼓泡器,批量排放结束后收集这些样品,分析计算出排放期间的放射性总量。

废气排放口的放射性连续监测仪表用来监测和控制排放过程,当放射性水平达到第一设定值时,主控室即发出报警,此时可根据需要调节有关排放阀;一旦达到第二设定值时,可立即自动关闭以下阀门:

- 1) 安全壳大气监测系统(ETA)隔离阀。
- 2) 废气处理系统(TEG)排放阀。

并重新确定释放条件。

放射性废气排放按电厂放射性废气排放管理程序执行。

(4) 废气释放量统计。

安防处负责废气排放流的统计工作,建立月统计计划,向有关部门呈报废气月排放报表,以便控制累计排放量,使其符合排放目标值的要求。

月统计内容包括:

- 1) 排放总体积。
- 2) 每月向环境排放的放射性总量。
- 3) 惰性气体、气溶胶和卤素月排放量。
- 4) 从年初开始累计的放射性总量。

6.1.7 液体放射性废物管理

6.1.7.1 液体放射性废物的处理

(1) 放射性液体排放流的主要来源:

1) 废水处理 TEU 系统:工艺疏水(用离子交换法处理),化学排水(蒸发浓缩),地面排水(过滤器过滤)。各种工艺处理后的排水比活度应小于规定值。

2) 常规岛污水回收系统(SEK)。

3) 核岛污水回收系统(SRE)。

反应堆冷却剂经硼回收 TEP 系统处理后重新使用,当主系统的氚浓度超过限值时,可通过废液排放 TER 系统排放。蒸发器排污系统(APG)通过过滤和除盐来净化蒸汽发

生器液相流,此过程不产生任何液体放射性废物,处理后的水经冷凝重复使用,但在特殊情况下,如该系统设施失效、凝汽器不能使用或排污水有轻微放射性时,可排至 TER 系统。

TEU 系统的排放废液由该系统自行取样监测,当取样分析合格后,通过输送泵排往 TER 贮槽。核岛废液和 SRE 系统的低放废液最终通过核岛废液排放系统(TER)排入环境,TER 系统排放总管上安装有放射性连续监测仪表,当放射性超过定值时自动停止排放。

常规岛废液通过单独的常规岛废液排放系统(SEL)排放,其排放总管上安装有放射性连续监测仪表,当放射性超过定值时自动停止排放。

所有放射性废液的排放都要受到控制,经监测后符合排放管理限值的废液,由电厂循环冷却水稀释后排入海域。

(2) 放射性废液的处理。

放射性废液按其化学物含量和放射性不同进行分类处理:

1) 工艺废液:工艺废液收集在多个贮槽中,当一个槽装满时,三废控制室操作员申请化学分析。若放射性小于设定值,通过过滤器输送到 TER 系统;反之则经由两级除盐床循环处理,直到槽内放射性满足排放标准时输送到废液暂存罐检测排放。

2) 化学废液:化学废液收集在多个贮槽内。当一个充满时,经化学取样分析后调节其 PH 值。通过蒸发处理后的蒸馏液靠重力自流到废液暂存罐检测排放,蒸发浓缩液送到废液暂存罐进行固化处理。当化学废液的放射性较低时可通过过滤器直接输送到 TER 系统。

3) 地面废水:地面废水收集在多个贮槽内。当其中一个充满时根据取样分析确定处理方法。一般情况下只需经过过滤器输送到 TER 贮槽,若放射性超标时进行蒸发处理。

4) 服务废水:当服务废水经分析放射性水平超标时输送到 TEU 系统蒸发处理。

6.1.7.2 放射性废液批量排放

批量排放的放射性废液主要来自 TEU 系统废水排放槽和 TER 储存槽,特殊情况下也来自 TEP 系统。根据 TEU 系统的运行状况,当废液需要排放时,操作人员应填写取样分析排放单,由技术处取样分析待排放废液的总 γ 活度。若放射性比活度满足排放要求,则由操作员将废液输送到 TER 系统的贮槽。当 TER 贮槽需要排放时应填写排放申请单,若所有排放条件满足,经公司主管领导审查批准后方可排放。

排放支管上的放射性监测仪表监测和控制批量排放流,一旦放射性水平超过设定值时立即自动停止排放,将废液返回 TEU 系统处理。

放射性废液批量排放按照电厂放射性废液排放程序执行。

6.1.7.3 废液排放统计

废液排放流统计包括每月排放的总体积和总放射性。

总放射性包括:

- 1) 总 γ 放射性。
- 2) 总 β 放射性(不包括氚)。

3) 分别由 γ 射线源和氚计算的放射性活度从年初开始累计的放射性释放量(γ 射线源和氚)。电厂应有专门的废液系统管理程序。

6.1.8 固体放射性废物的管理

固体放射性废物的管理是指在最终处置以前,收集、储

存、衰变、压缩装桶和固化核电厂运行与维修期间产生的固体放射性废物。

电厂应编制专门的程序来实施固体放射性废物的管理。

6.1.8.1 固体放射性废物分类

(1) 压水堆核电厂产生的固体放射性废物按其放射性水平分为两大类：

1) 低放固体废物小于规定值，这类废物无需生物防护，可直接装在金属桶中储存。

2) 中放固体废物大于规定值，这类废物必须进行生物防护，一般装在混凝土容器内。

(2) 由于处理方法的不同，放射性固体废物按其来源可分为：

1) 蒸发浓缩液 (TEU 或 TEP)。

2) 废离子交换树脂 (RCV、TEP、APG、PTR、TEU)，其中 RCV—化学和容积控制系统，PTR—换料水池和乏燃料水池冷却系统。

3) 化学废液 (SRE)。

4) 废过滤器芯子 (TEP、TEU、RCV、PTR…)。

5) 通风过滤器 (包括碘捕集器和高效过滤器)。

6) 杂项废物。可进一步分为可压缩废物和不可压缩废物。

6.1.8.2 蒸发浓缩液和化学废液的固化

蒸发浓缩液主要来自 TEU 系统。特殊情况下，TEP 系统的蒸发浓缩液也可固化处理。浓缩液主要为含硼酸钠、硼酸或其他化合物的水溶液，其特性如下：

1) 含硼量：<规定值。

2) 含盐量：<规定值。

3) 最大放射性活度：<规定值。

4) 最高温度：<规定值。

5) 废液量：<规定值。

化学废液主要产生于去污系统，经污水回收系统送来，废液量少，主要为泥浆等杂质。

浓缩液和化学废液是在混凝土桶内用水泥固化的。根据废液的放射性比活度选择容器型号。装入废物的混凝土容器壁厚要保证其表面剂量率小于 2mSv/h，距表面 1m 处的剂量率小于 0.1mSv。

蒸发浓缩液在泵送到 TES 系统废液贮槽之前，应取样分析放射性含量和化学成分，并填写浓缩液报告单，交维修处 (OPM) 管理，报告内容包括：废液来源、废液体积、硼浓度 ppm、含盐量 g/L、比活度 Bq/m³、pH 值。

为防止硼酸结晶，利用硼加热器系统和电加热器分别对管道和贮槽加热，并对废液进行中性处理。

蒸发浓缩液和化学废液的固化在 TES 系统装桶站进行。装桶站分为 5 个区，1 站为混凝土桶装卸区，2 站为空气闸门间，3 站为过滤器芯子固定站，4 站为废树脂、浓缩液和化学废液装桶站，5 站为过滤器芯子装桶站。浓缩液装桶后，经输送车运到固化桶暂存间暂存 24h，然后运往废物处理辅助厂房 (QS) 进行最后封盖，并养护一个月。固化物质量是经专题配方试验得到保证的。此外还要进行现场配方试验和扩大试验来确保固化物质量。设计中所选择的配方能够保证废物完全固化，游离水、强度、浸出率等均满足国家规定。

6.1.8.3 废树脂管理

废树脂来自 RCV、TEP、APG、PTR 和 TEU 系统的除盐器，其中 APG 系统来的废树脂为低放树脂。系统运行过程中由运行处和电厂化学人员定期检查、分析除盐器的压

差和出水水质，当除盐器运行参数超标时，应填写离子交换树脂监测单，通知维修处现场服务科处理。

(1) 废树脂处理站。

核电厂设有多个废树脂贮槽，贮槽有除盐水和压缩空气入口，用于树脂的松动。贮槽上部设有溢流管。APG 系统的低放废树脂由可移动废树脂槽车接收，然后送往废物处理辅助厂房 (QS) 进行处理。各系统的废树脂进行水力输送，输送水经核岛污水排气系统 (RPE) 送往 TEU 系统处理。贮槽废气由 RPE 系统收集排放。

废树脂贮槽布置在设备间内，一旦贮槽泄漏，设备室能容纳全部废物。贮槽周围的放射性水平由辐射防护监测系统监测。

(2) 废树脂装桶。

高放废树脂的装桶在固化装桶站进行。混凝土桶在 4 站就位后，废树脂经计量槽装入桶内，并进行初步混合，之后利用螺旋输送机将干混合料送入桶内混合。混合过程中通过摄像机进行监测。装有废树脂的桶由输送装置送往 1 站，在此暂存 24h，然后送到 QS 厂房最终封盖，并养护 30 天。

带微量放射性的 APG 树脂用真空泵抽入树脂干燥器，经干燥后的树脂装入金属桶中。当 APG 系统的树脂放射性超过标准时，可采取与其他树脂相同的处理路线。

6.1.8.4 废过滤器芯子的管理

废过滤器芯子来自 APG、PTR、RCV、TEU 和 TEP 系统，当过滤器压降超过限值或表面剂量率不符合规定时，需更换新的过滤器。对更换工作应严格管理。换下来的过滤器芯子若外表面剂量率大于 2mSv/h，则用水泥固定于混凝土桶内，反之，则直接装入金属桶中送往 QS 厂房固定储存。

(1) 废过滤器芯子更换管理。

由运行处操作员定期检查过滤器的运行情况。当过滤器压降偏高，表面剂量率或运行时间超过设计限值时，向维修处现场服务科提出更换申请，填写更换申请单，维修处现场服务科应制订更换程序和更换计划，作好更换前的准备工作：

1) 工作要求。

2) 废物清单。

3) 许可条件。

4) 待换过滤器设备室要求。

5) 质量保证措施。

废过滤器芯子的更换工作由维修处现场服务科负责。更换前需检查系统的状态，使过滤器与系统隔离，并已疏水、排气、首先移开盖板，用摄像探测器初步测量过滤器外表面剂量率。再打开过滤器顶盖，请安防处确认过滤器芯子的剂量率。根据设计，表面剂量率大于 2mSv/h 的吊入铅屏蔽容器，然后运往固化装桶站用水泥桶固定，小于 2mSv/h 的则用塑料布密封包装后，直接装入金属桶中运往废物处理辅助厂房暂存。过滤器芯子的更换工作均为远距离操作，更换工作结束后，填写工作联系单并将其返回维修处。

(2) 废过滤器芯子装桶。

废过滤器芯子的装桶在固化装桶站进行，用混凝土容器将其固定。在固化装桶站，废过滤器芯子从更换容器通过输送通道装入就位的混凝土容器内，然后运至注入湿混合固定剂的站进行湿混合固定剂的注入，注满后在振动台上振动，使容器内水泥浆密实。装好桶的废过滤器芯子，通过运输装置运到 1 站暂存 24h 后，运往废物处理辅助厂房最终封盖，并养护一个月。

6.1.8.5 废通过滤器管理

通过滤器有高效粒子空气过滤器和活性炭过滤器两类。系统运行中应定期检查过滤器的性能和过滤效率,当不能满足工艺要求或超过运行期限时,需更换新的过滤器。更换工作由维修处机械科完成。

废过滤器根据其剂量率的大小应采取适宜的处理措施。换下的废过滤器须装入聚乙烯袋密封,并附上标签,填写工作单。维修处现场服务科负责废过滤器的处置工作。

(1) 活性炭捕集器的管理。

由于碘的半衰期较短,因此可通过衰变的方法降低其放射性水平。由安防处测量活性炭的放射性,之后运往 QS 厂房储存衰变,40d 后再测量其放射性,若清洁,则作为工业废物处理,否则继续衰变 40d,直到清洁为止。

(2) 高效粒子空气过滤器的管理。

废过滤器运出现场之前,由安防处测量其放射性,若属非放,则作为工业废物处理,否则运往 QS 厂房压缩装桶间,用压缩机压入金属桶内。

6.1.8.6 杂项废物的管理

杂项固体废物包括低放可压缩废物,例如纸、塑料、鞋套、手套、衣物等,还包括不可压缩的金属部件。

(1) 杂项废物的收集。

杂项废物的收集应遵循以下原则:

- 1) 所有的固体放射性废物必须收集并储存在控制区。
- 2) 杂项废物的分检应在原地进行,工作负责人应保证这项任务在离开现场以前完成。根据废物特性和放射性水平的不同,应采取不同的收集措施:①达到清洁解控水平的非放废物收集在透明袋内;②可压缩废物收集在粉红色袋内;③不可压缩废物收集在浅蓝色袋中。

(2) 杂项废物的处置。

对收集后的杂项废物,由安防处辐射防护科确认其放射性水平。若属非放,可填写控制区废物运出工作单后作为工业废物处理。

收集后的可压缩废物和不可压缩废物,由维修处现场服务科负责运往 QS 厂房。将可压缩固体废物用压缩封装机压入 200L 标准金属桶中,将不可压缩的固体废物根据其尺寸大小装入金属桶或废物箱。压缩装桶间有剂量监测装置,只有当桶表面剂量率小于 2mSv/h 时,方可从 QS 厂房运往废物暂存库 (QT) 储存。

6.1.9 固体废物的储存管理

(1) 固体废物包装材料表面应贴有标签,内容包括:

- 1) 废物类型。
- 2) 包装材料表面剂量率 $\mu\text{Sv/h}$ 。
- 3) 表面污染程度。
- 4) 材料说明。
- 5) 人员签字。

(2) 放射性固体废物入库登记。

放射性固体废物入库储存必须登记,内容包括:

- 1) 包装容器编号。
- 2) 入库日期。
- 3) 入库储存位置。
- 4) 废物类型。
- 5) 包装材料表面接触剂量率 $\mu\text{Sv/h}$ 。
- 6) 包装情况 (外观检查)。
- 7) 收储人签字。

放射性固体废物包装容器出库亦应登记,内容同上。

(3) 放射性监测。

在储存过程中不管是长期储存还是临时储存都要对储存容器进行监测,以防放射性物质释放。进入储存区应严格控制,并进行登记。维修处现场服务科负责正常的放射性检测,安防处辐射防护科进行随机的放射性检查。

6.1.10 放射性固体废物的运输

放射性固体废物的运输包括:

- 1) 厂内运输:指厂内各控制区之间的转运。
- 2) 厂外运输:特指废物从厂区向最终处置场或其他废物处理厂的运输。

在废物暂存库,废物桶的运输用一台专用吊车,已盛装废物的废物桶或废物箱用这台吊车装卸和吊运到库中指定位置码放。吊车一般在操作间控制,为便于工作人员在操作间观察废物桶的起吊和库内码放情况,在吊车的小车上及厂房内安装了数台摄像机,操作间安装了一套与摄像机配套的电视监视器和控制器。

废物处理辅助厂房与核辅助厂房及废物暂存库之间混凝土桶的运输和干、湿混合料容器的运输均采用叉车;金属桶和废物箱用汽车运输。废物的装卸、搬运作业用专用机械进行操作,所使用的装卸和搬运机械与废物的包装相适应,以防止在装运过程中废物桶跌落。

6.2 核电厂的辐射防护

辐射防护的原则包括实践的正当性、防护最优化、剂量限值、源的安全、干预的正当性、干预的最优化、源的设置、源的设计和建立、源的使用等方面的内容。

对营运单位来说,辐射防护的核心原则是实践的正当性,防护的最优化和剂量限值。实践的正当性是指实践产生的社会和经济利益必须远远大于它可能引起的对人员的辐射危害;防护的最优化是指对任何源的照射、受照人数和产生照射的可能性必须保持在能合理做到的尽量低的水平;剂量限值是正当的实践和已优化的防护措施,必须限制对个人可能产生的剂量,保证没有人员受到因辐射的不可接受的危害。

在具体措施上,核电厂通过三个方面来体现辐射防护原则。首先,对核电厂不同区域根据其辐射风险分为控制区和监督区、非限制区。对工作人员出入这些区域及在其间的工作采取不同的管理和控制措施。其次,凡是进入核电厂工作的人员,必须接受包括辐射防护知识在内的安全培训,其中需要进入辐射控制区的人员还必须通过考核并获得授权。第三,对控制区内进行的辐射风险较高的作业,由辐射防护专业人员全过程介入并实施严格控制,包括监测并记录工作人员的受照剂量、审查作业的正当性及防护措施的最优化,防止工作人员的不必要照射和放射性物质的失控和扩散。

核电厂还通过制定和实施多种管理措施来控制职业照射剂量。首先,将核电厂厂区按辐射风险分为控制区、监督区和非限制区,并将控制区按辐射水平由高至低分为红区、橙区、黄区和绿区四类子区,对进入不同区域的工作采取不同的管理措施。其次,将核电厂工作人员 (包括承包商) 分为辐射工作人员和非辐射工作人员,凡是辐射工作人员必须接受辐射防护培训,通过考核并获得授权,确认其有能力承担辐射安全的工作,才能在控制区内工作。第三,对辐射风险较高的作业实行辐射工作许可证制度。第四,对放射源和运出控制区的物品,以及放射性物质的运输都严加管理,防止放射性物质失控。另外,辐射防护人员尽可能地介入重大检修项目的全过程,审查作业的正当性,分析辐射风险,确定防护措施,设置辐射防护控制点,实施 ALARA 行动单,监

测人员受照的剂量和及时的经验反馈等,以便通过工作管理的手段来控制职业照射剂量。

6.2.1 核电厂辐射监测

辐射监测是探测、评价辐射风险进而确定防护措施确保辐射安全的重要技术手段。

核电厂的辐射监测是通过有关的监测系统的自身正常监测及必要的人工监测来实现的。核电厂的辐射监测系统是核电厂的在线监测系统,具有如下功能:

- 1) 三道屏障完整性监测。
- 2) 放射性排出物的辐射监测。
- 3) 保护工作人员的辐射监测。

控制区出入监测系统功能是监测与控制辐射控制区工作人员的进出及其辐射剂量。人员出入控制区时,须经过该系统的 C1 和 C2 两道门式辐射监测仪,分别检测工作人员服装和体表的放射性污染。在离开控制区的同时,通过读出工作人员在控制区随身佩戴的电子剂量计,便可使工作在控制区出入监测系统主机终端的辐射防护人员知道他们的受照情况。通过在控制区出入监测系统主机上设置的个人剂量控制限值,能及时阻止超过控制限值的人员再次进入控制区。

在核电厂厂区边界还设有辐射监测装置,分别对人员和车辆进行监测,避免放射性物质扩散到环境。

1) 依据机组的运行状态和运行经验,在控制区内分别设立了不同周期的辐射测量点,辐射防护人员根据测量周期依次进行现场测量。

2) 在控制区外的厂区范围内,也建立了定期的辐射监测制度。

6.2.2 辐射剂量监测

核电厂的辐射剂量监测包括个人剂量与集体剂量监测,前者是辐射剂量监测的基础,后者可通过前者的结果实现。个人剂量监测是辐射防护的重要组成部分。个人剂量监测数据是辐射防护评价的重要依据。通过对个人剂量监测数据的分析和评价,有助于核电厂现场工作人员、管理层和专业辐射防护人员加强措施,改进工作过程和改善工作条件,优化防护水平,避免不必要照射。核电厂个人剂量监测主要目的就是获取和评价工作人员接受的剂量当量和有效剂量当量数据,从而对工作人员所受到的剂量进行优化控制。

个人剂量监测包括外照射及内照射个人剂量监测。

(1) 外照射。

核电厂的外照射个人剂量监测主要使用热释光剂量计和电子剂量计。热释光剂量计可以计算出受照人员的深部剂量当量、浅表剂量当量和眼晶体的器官剂量当量。电子剂量计实时监测系统对进入控制区工作人员的剂量监测是强制性的,凡进入控制区的核电厂员工、承包商以及进入核电厂控制区参观的人员都必须佩戴电子剂量计。电子剂量计能及时读出工作现场剂量率数值,并有一定阈值的声光报警装置,这对防止辐射工作人员受到过量照射是非常有效的措施。

(2) 内照射。

核电厂内照射个人剂量监测采用全身计数器直接测量人体内的放射性含量。全身计数器可直接鉴别体内放射性核素并确定其活度。

(3) 监测数据。

放射性工作人员辐射剂量档案也就是员工个人辐射受照剂量史的正式记录,包括个人的一般信息资料、工作期间受照剂量、照射量和摄入量以及剂量评价所依据的数据资料、应急干预或事故情况下受照剂量、照射量、摄入量的记录和

相关调查报告等。

6.2.3 辐射剂量控制

(1) 个人剂量限值和目标值。

(2) 通过材料的选择、通风、净化、过滤、控制水化学、腐蚀、去污等方法降低源项。

(3) 改善屏蔽。

(4) 增加工作人员和源项之间的距离。

(5) 减少腐蚀产物停留的时间。

(6) 工作场所的边界划分和出入控制区的管理。

(7) 个人和工作场所的监测。

(8) 工作计划和管理程序。

(9) 人员培训。

6.3 核电厂的环境监督

核电厂的环境监督规定了在正常运行状态及核事故应急状态下核电厂场内、场外的辐射环境监测测量方法及辐射环境质量评价,以控制核电厂排放的放射性物质及其对居民的照射量不得超过国家规定的管理限值,并保持在可合理达到且尽可能低的水平。

6.3.1 场内辐射环境监测

6.3.1.1 正常运行状态下场内辐射环境监测

为了能够了解核电厂周围环境天然 γ 辐射剂量水平的现状、分布规律以及运行期间 γ 辐射剂量的变化情况,核电厂在场区内布设了环境 TLD(热释光)剂量计。

(1) 环境 TLD 场内监测点布点原则。

1) 根据核电厂常年的气象条件,特别是风向、风速和大气稳定度的特点及分布规律,以及核电厂重要岗位分布确定场内的监测点。原则上应该在主导风的下风向,特别是人群比较集中的点应该多选择监测点。

2) 以反应堆为中心,呈扇形、近密远疏分布,大部分点均应布置于场区内,并且尽量均匀布点,以能够反映整个场区内的环境剂量水平。

3) 环境 TLD 布放点要求距地面高度为 1m,距周围建筑物的距离要大于 1m,上方为露天环境,室内环境 TLD 布放点要求距地面高度、周围墙壁、天花板的距离均要大于 1m。

4) 结合实际条件,布放点要求避免太阳光直接照射和通风条件良好。

5) 按照选好的监测点布点、放置,且回收上一季度的 TLD 剂量计,做好详细的记录。

(2) 监测的实施方法。

根据场内环境概况,核电厂设有一定数量的环境 TLD 监测点,监测点布置于场区内,对照点设在距离厂区有一定距离处。每个点放置 2 个 TLD,均存放在符合监测要求的百叶箱内;另有数只 TLD 作为跟随本底的剂量计。环境 TLD 监测工作全年实施,每季度测量一次。

6.3.1.2 核事故应急状态下场内辐射环境监测

为了实施核事故应急情况下的场内辐射监测,核电厂应制定《场内应急辐射监测规定》程序,以便为实施应急辐射防护行动提供依据。

(1) 核事故应急情况下的环境监测实施原则。

1) 根据事故的具体情况和当时的气象条件,特别是风向、风速和大气稳定度的特点及分布规律,确定场内监测的路线和监测点。原则上在主导风向下风向,特别是人群比较集中的地方要多选择一些监测点。

2) 为了方便监测,在考虑各种事故和气象条件后,预

先确定了一批可供选择的监测点,在应急情况下,应急监测人员能够迅速选定需要进行测量的点。

3) 由于事故和气象条件的复杂性,在核事故应急情况下,辐射防护与评价组组长、辐射防护助理、环境评价助理可以根据当时的事故状况和气象条件适当修正监测路线和测量点。

4) 在满足监测要求的基础上严格控制监测人员的室外监测时间。

(2) 应急状态环境监测实施方法。

在遵循场内辐射监测路线原则的基础上,不考虑其他灾害性天气的影响,按照D类大气稳定度、风力3级、东南偏东、东南偏南、西北偏南及南四个风向,核电厂应事先编制应急监测点分布及监测路线图。在核事故应急情况下,辐射防护指挥下达监测命令后,根据事故的具体情况和实时气象数据,由辐射防护与评价组组长、辐射防护助理和环境评价助理共同对监测的测点、测量项目和监测分队的行进路线进行补充和修正。

6.3.2 场外辐射环境监测

6.3.2.1 目的

核电厂辐射防护和环境保护法规规定:核电厂排放的放射性物质及其对居民的照射剂量不得超过规定的管理限值,并且应保持在可合理达到尽可能低的水平。为此,核电厂在设计和管上采取了必要的措施以减少放射性物质向环境的排放,同时对其周围环境进行有计划的监测,监测的主要目的有:

- 1) 评价核电厂控制放射性物质向环境释放设施的效能,检验核电厂周围的环境介质是否符合环境标准和有关限值。
- 2) 估算环境中辐射与放射性物质对公众产生的照射剂量和潜在的照射剂量。
- 3) 发现环境介质中放射性水平的短期变化,并评估其长期变化趋势。
- 4) 为异常释放提供快速评估,并在需要时决定采取应急措施。

6.3.2.2 依据

GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》

EJ 170—1984《核电厂辐射防护规定》

GB 11214—1989《核设施流出物和环境放射性监测质量保证计划的一般要求》

GB 12379—1990《环境核辐射监测规定》

6.3.2.3 监测大纲的考虑原则

- 1) 以关键核素、关键途径、关键居民组的分析为基础。
- 2) 所有可能受到影响的介质至少每年取样分析一次。
- 3) 除了监测那些对人产生直接照射的环境介质,还对能够浓集放射性核素的指示性介质进行测量。

4) 区分核电厂的辐射来源与其他可能的辐射来源。

6.3.2.4 监测的关键点与监测范围

分析测量项目取决于各核电厂的排放特征、环境条件和主要途径分析结果,把主要途径上的主要核素以及能够指示放射性物质在环境中转移和积累趋向的介质/核素组合作为监测的关键点:

监测的关键点是指可能导致居民受到最大照射的那些地点和环节。

对照点:设立对照点是为了将核电厂排放有关的放射性物质与天然本底或其他核设施排放相区分,对照点应满足如下条件:

- 1) 在核电厂非主导风向下风向足够远的地点,可以认为基本上不受核电厂排放的影响。

2) 远离工业区,基本不受其他放射性设施或一般工业排放的影响。

3) 地区开阔、平坦,放射性水平不受局部地理条件的影响。

4) 样品种类齐全,便于获取。

根据《核电厂辐射防护规定》:“核电厂环境监测的调查范围一般取50km,重要项目的调查范围取20~30km”。

6.3.2.5 监测的主要项目

(1) 环境 γ 辐射。

环境 γ 辐射监测采用三种方法:

1) 固定点的连续监测:惰性气体淹没照射是核电厂周围居民受照的关键途径,因此 γ 辐射监测是环境监测的重点项目,监测计划中设固定环境 γ 辐射连续监测点。

固定监测点除用于环境 γ 辐射剂量率连续监测,同时兼容气溶胶、气碘、空气中 ^3H 和 ^{14}C 以及沉降物、雨水等环境样品的取样。

2) 便携式仪表 γ 剂最率就地测量:野外就地测量的对象是开阔的路面与田野,按 22.5° 方位角,近密远疏原则布点,同时兼顾地理、地形、居民分布、交通、土地利用等因素。

3) 热释光累积剂量测量:采用热释光剂量计,放置在有代表性的不受附近建筑物影响的空旷地区。

(2) 沉降物和气溶胶。

大气及其沉降物的监测包括空气中 ^3H 、 ^{14}C 、 ^{131}I 的测量,气溶胶中总 α 、总 β 及 γ 核素的测量,沉降物中总 β 、 ^{90}Sr 、 ^{137}Cs 及 γ 核素的测量及雨水中 ^3H 的测量。

(3) 土壤样品。

土壤样品的测量能指示长期污染趋势,对事故后的评价以及环境质量趋势分析尤为重要,监测核素包括 ^{90}Sr 、及 γ 核素。

(4) 农畜产品。

(5) 海洋途径包括海水,海滩土和海底泥。

(6) 海产品。

取当地产量相对较高者作为海产品的取样分析品种。

(7) 陆地水。陆地水包括湖塘水、饮用水和地下水。

(8) 指示生物。指示生物是指对特定放射性核素有较大浓集因子并能指示污染趋势的生物品种。

6.4 核电厂的应急计划和管理

6.4.1 依据的法规、标准

(1) 核安全法规

HAF002《核电厂核事故应急管理条例》

HAF002/01《核电厂核事故应急管理条例实施细则之一核电厂营运单位的应急准备和应急响应》

HAD002/01《核动力厂营运单位的应急准备》

HAD002/02《地方政府对核动力厂的应急准备》

HAD002/03《核事故辐射应急时对公众防护的干预原则与水平》

HAD002/04《核事故辐射应急时对公众防护的导出干预水平》

HAD002/05《核事故医学应急准备和响应》

(2) 标准

GB 6249—1986《核电厂环境辐射防护规定》

GB/T 17680.1—1999《核电厂应急计划与准备准则一应急计划区的划分》

6.4.2 应急计划区

6.4.2.1 目的

建立应急计划区的目的在于更好地按照应急计划执行应急准备,以便在事故状态下迅速有效地实施保护公众的应急防护措施,避免或减少公众在事故情况下可能受到的辐射照射。

依据国家标准《核电厂应急计划与准备准则—应急计划区的划分》,结合实际情况,向省应急委员会提出建立应急计划区的建议。具体原则包括:

(1) 在核电厂周围建立两个应急计划区:烟羽应急计划区和食入应急计划区,其中烟羽应急计划区又分为内区和外区。烟羽计划区是针对烟羽引起的照射途径(空气浸没、外照射、烟云吸入内照射和地表沉积外照射),可采取的用于保护公众的防护措施有隐蔽、撤离和发放稳定性碘;食入计划区针对食入照射途径(摄入污染的食品和水等),食品和饮水控制是可以采取的主要防护措施。

(2) 计算应急计划区时,核电厂采用的应急源项为 S3。

(3) 作为剂量判断水平的干预水平,依据《核事故辐射应急时公众防护的干预原则和水平》。

(4) 烟羽应急计划区大小的确定,以计算得到的由 S3 源项在不同距离处产生的事故剂量和相应的干预水平值的比较为主要依据,即对于 S3 源项,由烟羽照射途径在计划区外产生的预计剂量不会超过相应的干预水平值。对于食入计划区,其大小将直接参照多数国家的取值,结合核电厂周围的具体条件提出建议值。

(5) 充分考虑核电厂周围的具体环境特征(如地形、行政区边界、人口分布、交通和通信等)、各种政治、经济、社会及公众心理等因素的影响和实施各种防护措施的可能性和它们的风险、困难和代价。

6.4.2.2 严重事故序列及其源项

在确定应急计划区大小时,所考虑的事故范围应包括最终安全分析报告中分析过的设计基准事故,也应包括堆芯损坏的严重事故(超设计基准事故),并合理保守地选择严重事故下的释放源项作为应急计划的事故源项。

压水堆核电厂发生严重事故的众多初因事件中,起主导作用的核电厂严重事故具有包络性的初因事件。这些初因事件分为 10 个序列。

(1) 机组运行状态包括:

a 类:功率运行和热停堆。

b 类:在 a 类和 c 类之间的中间停堆状态。

c 类:余热导出系统(RRA)工作,一回路充满水。

d 类:维修停堆,一回路冷却剂处于中平面水位。

e 类:换料停堆,堆芯中至少有一束燃料组件。

(2) 初因事件包括:

LOCA:各种失水事故。

ATWS:未能紧急停堆的预期瞬态。

RCST:一回路系统瞬态。

TGT:二回路系统瞬态。

SLB:二回路系统管道破裂。

SGTR:蒸汽发生器传热管破裂。

LOP:丧失动力源(电源,压缩空气源)。

HI:丧失全部热阱。

H2:全部丧失蒸汽发生器给水。

H3:丧失全部交流电源。

(3) 堆芯熔化状态通常需经过一回路排空—堆芯裸露和损坏—堆芯熔化并穿透压力容器—堆芯熔体侵蚀安全壳基础

板(筏基)的过程,在此事故发展过程中,安全壳的屏障功能有可能失效,放射性物质将因此向大气环境释放。安全壳失效模式归纳为下列 5 种:

α 模式:反应堆压力容器内发生蒸汽爆炸,强大的压力脉冲可能冲开压力容器顶盖,使之成为强力飞射物而击穿安全壳,属早期失效模式,发生概率极低;

β 模式:安全壳隔离失效,失效原因是安全壳本身存在密封缺陷,如安全壳贯穿件失效,另一个是安全壳被旁路,如发生安全壳外二回路管道或阀门故障。属早期失效模式;

γ 模式:安全壳内可燃气体爆炸(主要是氢气),使安全壳超压失效,属早期或中期失效模式;

δ 模式:堆芯熔体侵蚀基础板的混凝土时不断放出大量的水蒸气、二氧化碳和少量的一氧化碳,造成安全壳内的压力缓慢地上升并最终超过设计基准压力,安全壳可能以某种方式失效,属晚期超压失效模式;

ϵ 模式:堆芯熔体对基础板的混凝土不断侵蚀导致基础板熔穿,放射性物质经基岩和土壤过滤释放,属晚期失效模式。安全壳屏障功能的丧失将导致放射性物质向环境的释放,释放量与事故后安全壳密封失效的时间和失效模式相对应,源项值有 3 个等级:

S1 源项:相当于安全壳早期失效导致的释放(事故开始后几个小时之内)。如安全壳以 α 、 β 、 γ 模式失效。

S2 源项:相当于事故发生后中期(1 天或几天),安全壳密封破坏而导致的放射性直接向环境释放,如 δ 模式失效。

S3 源项:相当于事故发生后晚期(通常为几天后),安全壳由于其基础板熔穿后密封破坏而导致的向环境间接释放。此时放射性气溶胶和分子碘在释放通道中被过滤,如 ϵ 模式失效。

因此应急计划基准事故源项可合理保守地取为 S3,释放时间和释放持续时间假定为在事故发生后均匀释放 12h。

6.4.2.3 应急计划区的大小

(1) 烟羽应急计划区。

可采用 IAEA 推荐的美国 Sandia 国家实验室编制的 MACCS 程序,计算严重事故条件下的环境后果,得出核电厂烟羽应急计划区,即以核电厂 1 号反应堆中心为圆心,内区半径为 5km 外区半径为 7cm 的区域。

(2) 食入应急计划区。

参考国外核电厂食入应急计划区划分的经验,并经浓度和剂量计算验证,初步确定了核电厂的食入应急计划区,即以核电厂 1 号反应堆中心为圆心,半径为 30km 的地区。

6.4.3 应急组织与职责

核电厂在核事故情况下负有下列主要责任:

(1) 贯彻执行国家关于核事故应急工作的方针、政策和法规。

(2) 制定《核电厂场内应急计划》,建立场内应急组织,作好场内应急准备。

(3) 确定核事故应急状态分级,指挥本核电厂的应急响应行动,协调核电厂相关应急岗位的技术支援行动,并向省核事故应急委员会提出进入场外应急状态和采取公众防护行动的建议。

(4) 按规定及时向国家环保总局(国家核安全局)、国防科工委、中核集团、省核事故应急委员会等有关部门报告事故情况,提供必要的资料。

(5) 配合和协助地方应急组织的应急准备和应急响应。

核电厂建立应急响应组织的基本原则是:

- 1) 所有应急功能均被分配到相应的应急响应组和应急岗位。
- 2) 所有应急响应组和应急岗位均赋予明确的应急功能。
- 3) 各应急响应组和应急岗位的功能不交叉重复。
- 4) 应急响应组织与正常运行管理组织兼容。
- 5) 每个人员承担的应急功能与正常运行管理的职责基

本一致。

应急响应组织由应急指挥部（GEH）及其领导下的运行控制组（GOP）、辐射防护与评价组（GRP）、技术支援组（TSC）、应急抢修组（GMS）、保卫和消防组（GSS）、扩建工程组（GEM）、通信联络组（CLS）及后勤保障与医学救护组（LMS）构成，组织机构见图 4.2-37。

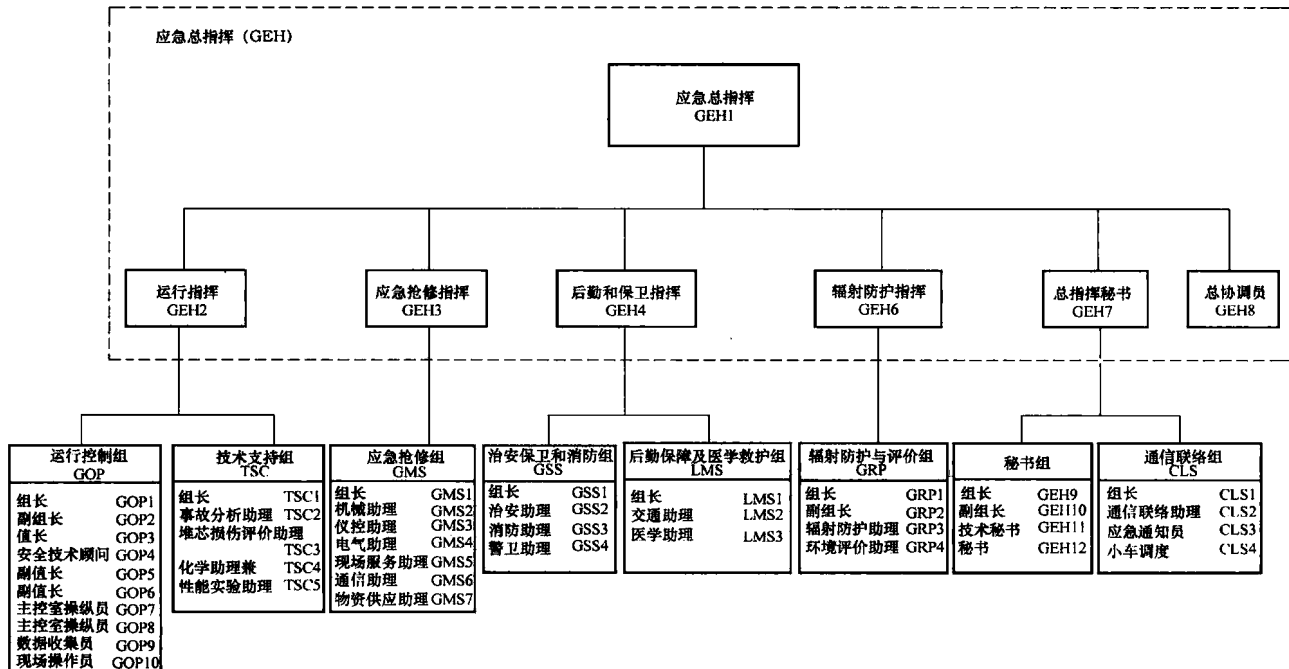


图 4.2-37 应急总指挥（GEH）

6.4.3.1 应急响应组织机构及职责

(1) 应急指挥部的组成及职责。

核电厂应急指挥部全面负责指挥本核电厂应急状态下的应急响应行动，以及与国家、地方及主管部门的应急组织的联系和协调。只有应急指挥部或经其授权方可宣布进入或终止应急状态（场外应急除外），决定采取重大防护行动，并通过地区应急指挥部向公众发布信息和请求支援。在具备进入场外应急状态的初始条件的情况下，向场外应急组织（省应急委员会）提出进入场外应急状态的建议，得到批准后，宣布进入厂外应急状态。

1) 应急总指挥：由电厂厂长担任，负责统一指挥核电厂（1、2、3、4 号机组）应急期间的应急响应行动并保持与国家核安全局、上海监督站、秦山核电基地应急指挥部联系。其替代人顺序为：电厂运行副厂长、维修副厂长。

2) 运行指挥：由运行副厂长担任，协助总指挥领导应急期间场内应急响应行动，并直接领导与运行安全有关的应急响应行动。

3) 应急抢修指挥：由维修副厂长担任。

负责指挥在核事故期间发生的机械、电气、仪表等各种故障的紧急抢修活动；负责指挥在核事故期间厂房内人员搜索活动。

4) 后勤和保卫指挥：由行政副厂长担任。

5) 辐射防护指挥：由安防处处长担任，领导应急期间的辐射防护方面的工作。

6) 总协调员：由安防处主管应急工作的处长担任，作为指挥部在核事故应急情况下的对内、对外接口的总协调人。

(2) 应急响应小组与职责。

1) 运行控制组：

①按照应急响应程序和有关规程，采取迅速有效的应急响应行动，及时处理应急事件。

②初步判断应急状态的等级，并按规定程序将应急事件、异常情况和初步判断的等级及时报告运行指挥。

③在应急总指挥、运行指挥的领导下实施为把反应堆引入安全状态所采取的校正行动。

④向应急指挥部、技术支援组、辐射防护与评价组提供有关事故的性质、规模，并向指挥部报告事故发展情况。

⑤在应急指挥部未启动时，由当班值长代行应急总指挥的职责。

2) 技术支援组：

①分析评价受影响机组的状态，估计其可预见的发展，并根据机组的实际情况向运行指挥提出决策和解决问题的建议。

②进行堆芯损伤评价和协助辐射防护与评价组估计释放源项。

③参与制定修复与矫正行动的实施方案。

3) 辐射防护与评价组：

①根据预测的事故后果及辐射监测结果，确定受放射性污染的区域，隔离事故现场。

②事故状态下，对受事故影响的工作场所，场内人员和撤离场区的车辆实施辐射监测和去污。

③控制应急工作人员的辐射照射，并向他们提供防护工具和发放抗放射性药品。

④对实施场外防护措施提出建议。

4) 通信联络组:

①按照不同的应急状态,通知场内应急响应人员和非应急响应人员。

②保证核电厂与核安全监督部门、上级主管部门的通信联络。

③保障核电厂各应急设施、岗位、流动人员和车辆之间的通信联络。

④保障可覆盖核电厂场区的应急广播通知的发布。

5) 应急抢修组:

①设备与系统损坏的探查、控制与抢修。

②场内通信的控制,保证电话和传真的畅通。

③厂房内失踪人员的搜索和救援。

④参加其他抢险行动。

6) 治安保卫和消防组:

①核电厂场内的治安和保卫。

②车辆的出入控制和管制。

③核电厂非应急响应人员集合、清点和撤离的组织和控制。

④负责场内的消防工作。

⑤场内失踪人员的搜索和救援。

7) 后勤保障及医学救护组:

①负责应急期间生活物资的供应和管理。

②车辆的管理和组织。

③发放抗放射性药品。

④受辐照、污染人员或伤员的救护去污或外送。

6.4.3.2 各级应急组织及其组织间的接口

(1) 各级应急组织及其相互关系。

根据国家核事故应急管理条例,我国核事故应急管理工作实行国家、地方、营运单位三级管理体系,在该管理体系中应急组织与场外应急组织机构之间接口见图4.2-38。

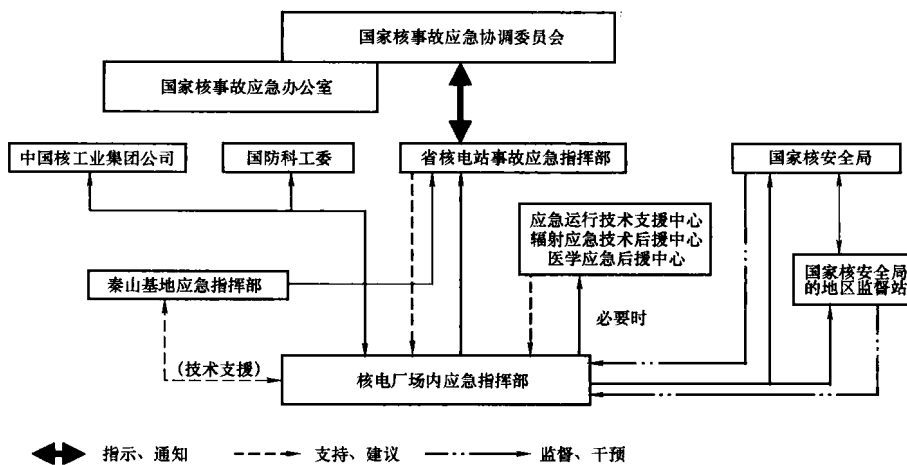


图 4.2-38 核电厂应急组织与场外应急组织联系图

核事故应急期间,核电厂应急指挥部将及时与国家核事故应急协调委员会(国家核事故应急办公室)、国家环境保护总局(国家核安全局)、地区监督站、省核事故应急委员会以及国防科工委、中国核工业集团公司等单位 and 部门建立报告联系,通报应急状态,并密切配合,协调一致地实施应急响应行动,必要时请求场外支援。

(2) 与场外应急组织间的接口。

1) 国家核事故应急协调委员会(国家核事故应急办公室)。

2) 国家环境保护部(国家核安全局)。

3) 国家核安全局的地区监督站。

4) 省核事故应急委员会。

5) 中国核工业集团公司。

6.4.3.3 应急状态分级

(1) 应急状态分级系统。

根据每一种核事故的特征、性质、规模、后果及严重程度,将核事故的应急状态依次分为应急待命、厂房应急、场区应急和场外应急四类。

(2) 各类应急状态的特征。

应急等级是指按照国家有关安全法规,对核电厂偏离正常运行工况的事件或事故,按其所造成的放射性后果的严重程度以及所采取的相应的应急响应行动进行分类、分级根据我国有关法规,参照国外核事故分级的技术标准,按照核电厂可能发生的事故和可能导致事故的事件的性质、特征、后果或可能的后果及其严重程度,将核电厂的应急状态分为应

急待命、厂房应急、场区应急和场外应急四个级别。

1) 应急待命。

应急待命是指出现可能导致危及核电厂核安全的某些特定情况或者外部事件,核电厂有关人员进入准备应急的状态。

宣布应急待命的目的是:①这是保证以后执行必要应急响应的第一步;②使运行人员作好准备;③可以系统地分析处理异常情况和作出相关决策。

应急待命的特征是一些事件正在进展或已经发生,核电厂安全水平可能下降,但还有时间采取预防性措施以防止向更高级别的应急状态演变。在这类事件中,预期不会出现需要采取场外响应行动的放射性物质释放。

核电厂安全水平可能下降的主要表现为运行参数超出了核电厂技术规格书中的运行限制条件,在这种情况下允许在规定的时间内变更运行模式。应急待命的事件还应包括那些更严重事件的征兆,因为这种征兆也预示着核电厂的安全水平可能下降。在应急待命状态的事件中可能出现少量放射性物质的释放,但是这类释放并不导致启动环境监测或场外应急响应行动(事故后果剂量小于0.1mSv)。

2) 厂房应急。

厂房应急是指这样的一种应急状态,该状态所造成的事故后果仅限于核电厂的局部区域,核电厂人员按照场内核事故应急计划的要求采取核事故应急响应行动,通知场外有关核事故应急响应组织。

宣布厂房应急的目的是:①启动核电厂营运单位的应急

组织；②如果事态进一步恶化，保证场内应急响应人员能够迅速有效地作出响应，如果有需要，将完成预先确定的辐射监测计划；③向场外应急组织提供有关事故或事件的信息、资料。

厂房应急的特征是一些事件正在进展或已经发生。核电厂安全水平实际上或可能发生大的下降。然而，如果有放射性物质释放的话，预计场外照射水平只是相当于隐蔽干预水平的下限的很小部分。厂房应急时，事故的辐射后果或可能的辐射后果仅限于某些厂房内部或核电厂局部区域。

此时关注的重点不应是判断安全水平的下降是否足够大，而是关注安全系统出现问题的后果是否需要为进一步加强对核电厂安全状态的监控而进入厂房应急状态，即确定当班运行人员是否需要支持，而不论此时是否已经确定了核电厂安全水平的下降。加强监控即可更好地确定核电厂的安全状态，确定是否需要将应急状态升级、降级或终止应急状态。厂房应急事件的后果剂量只是相当于隐蔽干预水平的下限的很小部分，全身剂量在 0.1~1.0mSv 之间。

3) 场区应急。

场区应急是指这样一种应急状态，该状态所造成的事故后果蔓延至整个场区，场区内的人员采取核事故应急响应行动，通知省级人民政府指定的部门，某些场外核事故应急组织可能采取核事故应急响应行动。

宣布场区应急的目的是：①保证场外负责应急响应的组织配备了人员；②保证及时派出辐射监测人员进行环境监测；③如果事态进一步恶化，保证负责场址附近区域撤离的人员已经到位；④保证及时与场外应急组织协调应急行动；⑤通过政府的应急组织向公众提供必要的正确的信息。

场区应急的特征是事故正在进展或已经发生，核电厂的一些安全设施的功能已经丧失或可能丧失。在这种应急状态下，可能出现堆芯损坏的情况，可能从核电厂中释放出一些放射性物质。除在场区边界附近之外，预计场外其他区域的照射水平不会超过隐蔽干预水平的下限（全身 5mSv 或甲状腺 50mSv）。经后果评价确定场外区域的照射水平超过隐蔽干预水平后，应立即向场外应急组织建议宣布进入场外应急状态，并采取相应的防护行动。

4) 场外应急。

场外应急是指这样的一种应急状态，该状态所造成的事故后果超越场区边界，此时应执行整个场内和场外的核事故应急计划。

宣布进入场外应急状态，由核电厂应急总指挥根据核电厂事故发展状态及时向省核电厂事故应急委员会（简称省应急委）提出进入“场外应急”状态的建议，由省应急委报请国家核事故委员会批准后在场外宣布，在得到省应急委员会的通知后，核电厂应急总指挥在场内宣布。

宣布场外应急的目的是：①启用为保护公众所预先确定的防护行动；②持续评价核电厂的事故状态和环境监测数据；③按实际的或可能的放射性释放量，补充或修改应急防护行动；④及时与场外应急组织协调应急行动；⑤通过政府的应急组织向公众提供信息。

场外应急的特征是事故正在进展或已经发生，堆芯即将或已经极大损坏，甚至熔化，同时安全壳完整性可能丧失。在这种应急状态下，极可能从核电厂释放出大量的放射性物质，事故的辐射后果或可能的辐射后果可能使场区边界之外超过干预水平。

不管放射性物质的释放是由于何种原因造成的，进入场外应急状态就意味着场外公众将必须采取隐蔽、服用碘片或

撤离等防护行动。如果场址周围的人口密度很高，应重点关注安全系统或构筑物（如安全壳）失效的可能性，以及诸如废气储存罐大量释放放射性气体、严重的乏燃料破损等事故的后果。为了及时通知场外应急组织，确定场外应急状态应主要以核电厂安全系统功能为判据，其次是事故后果评价的预期剂量。就包容裂变产物的三道屏障而言，如果其中两道屏障失效同时第三道屏障也可能失效，就应建议进入场外应急状态。

6.4.4 事故后果评价

在应急情况下，核电厂对事故所造成的实际和潜在的后果应进行连续的预测与评价，以便核电厂应急指挥部和场外应急组织将这些预测和评价结果作为采取应急措施的决策依据。

6.4.4.1 事故后果评价的目的与任务

事故后果评价包括对堆芯损伤程度的估计和核电厂运行状况的评价、对厂房和场区内外辐射水平的测量和评价、对公众剂量的预估等。为了实现上述目标，在核电厂进入应急状况后，不仅原来的常规监测系统继续保持运行，而且核电厂的各级应急组织和应急设施随即启动。此时，利用这些监测系统、设施和计算机等手段获得各种数据、资料，完成评价任务。按照事故发展的进程，事故后果评价的目的和任务分为三个阶段：

(1) 事故的初始时刻。

在预计可能出现事故或刚出现事故的时刻，对事故后果的预测和评价主要依据机组运行参数偏离正常值的程度和少量的监测数据来作出推测性判断。在应急设施投入运行后所取得的初步监测及评价结果对上述推测性判断进行校对和修正，为应急状态的宣布、继续确认或变更及终止提供更加有力的依据。

(2) 事故进展过程中。

对事故后果进行追踪性监测评价，同时对事故的演变作出预估，为应急行动不断提供决策性的依据。

(3) 应急状态终止和恢复阶段。

在应急状态终止和进入恢复阶段后，事故后果预测与评价的任务是根据各种监测和分析数据进行全面分析评价，对恢复期间内各项决策提供优化基础；同时对整个事故进展中所产生的总照射剂量及其辐射危险作出总体性评价。

6.4.4.2 事故后果评价中心

为了确保事故后果评价顺利进行，核电厂设有事故后果评价中心，该中心设在应急楼评价室内。事故情况下，它直接由核电厂应急指挥部管理，从事事故后果评价工作，为指挥部决策提供技术支持。中心内配备有核电厂安全参数显示系统（KPS），评价用的专用计算机网络系统以及快速估算程序、堆芯损伤评价程序、环境事故后果评价程序、快速估算使用图表、快速估算手册。事故状况下能及时对核电厂反应堆堆芯状况、机组状况进行评价，同时利用计算机评价系统进行事故后果评价（快速估算）和堆芯损伤评价。

6.4.4.3 事故工况评价与堆芯损伤评价

(1) 事故工况评价。

首先是利用核电厂的监测系统（包括事故后监测系统）所获取的大量数据和信息经过电厂计算机系统（KIT 系统）处理后在主控室全面显示。主控室、安全工程师工作台以及技术支援中心均设置安全显示盘（KPS）集中显示核电厂的运行重要安全参数，供操纵员、安全工程师以及其他事故评价人员评价事故所用。其中 KIT 系统的主要功能为数据采集、协助运行、电厂运行数据或事故数据的处理、反应堆监督；安全显示盘（KPS）的功能主要包括识别第一故障、执

行机构的监督、故障或事故诊断和规程选择（DEC）、安注后事故诊断和规程选择（AO）、安全注入的监测、电厂运行点的监测、电厂状态的监测、余热排除的监测、安全功能的监测等、协助运行的综合显示功能见表 4.2-10。

表 4.2-10 核电厂事故监测系统所测量的主要参数

测量参数	传感器数目	测量参数和量程	目的
反应堆一回路热段温度	2	0~350℃	指示自然循环或反应堆系统热平衡
反应堆一回路冷段温度	2	0~350℃	
反应堆一回路压力	2	0~20MPa	事故诊断
稳压器液位	2	0~100%	保证稳压器正常运行以及加热器安全运行；指示反应堆冷却剂总量
稳压器和波动管水温	2	0~400℃	监测稳压器内水的饱和状态
反应堆压力容器水位	6	0~100%	监测反应堆压力容器水的总量；指示燃料组件裸露高度
堆芯欠热度	多个		指示主冷却剂离开沸点的裕度
堆芯热电偶指示温度	40	0~1 200℃	指示反应堆堆芯程度
安全壳空气绝对压力	2	0~0.55MPa	指示一回路、二回路系统核安全壳的完整性
安全壳空气γ辐射强度	2	10 ³ 10Gy/h	指示事故大小和堆芯损伤程度
蒸汽发生器压力	4	0~8.5MPa	指示一回路完整性及排放能力
蒸汽发生器液位	6	0~100%	
辅助给水流量	2	0~120m ³ /h	指示排热用水源的充分性
换料水池水位	2	0~100%	指示安注水总量；确定硼总量
辅助给水箱水位	2	0~100%	指示储水量
硼酸箱液位	2/箱	0~100%	指示硼酸来源及充分性
高压安注水流量	2	0~160m ³ /h	指示安注系统运行状态
低压安注水流量	2	0~1200m ³ /h	
安全壳喷淋流量	2	0~1250m ³ /h	指示安全壳喷淋系统工作状态
设备冷却水流量	2	0~4800m ³ /h	指示设备冷却水系统工作状态
重要厂用水泵排水压力	2	0~400kPa	指示安全设施工作正常
余热排出系统热交换器入口温度	2	0~200℃	

续表

测量参数	传感器数目	测量参数和量程	目的
余热排出系统热交换器出口温度	2	0~200℃	指示安全设施工作正常
蒸汽发生器排污流放射性强度	2	25E4 5E8Bq/m ²	指示一回路二回路的泄漏情况
冷凝器排气放射性强度	1	37E4 3.7E9 Bq/m ³	
烟囱流出物β放射性（低量程）	2	3.7E4 3.7E9 Bq/m ³	指示气态放射性物质释放情况
烟囱流出物β放射性（高量程）	2	3.7E7 3.7E15 Bq/m ³	
烟囱空气流速	2	0.20m/s	
N-16 活度	2	0.5~5000L/h	指示蒸发器一次侧向二次侧泄漏

为了确切的评价某些事故工况，如堆芯损伤状况，可利用核取样系统（REN）收集液体和气体样品，送到现场实验室（AL 实验室）作放化分析、能谱分析和其他监测。

另外，核电厂还应编制事故操作规程（EOP）以及设置报警处理系统（KSA 系统），这些技术文件和设施是核电厂事故工况评价的技术依据。

(2) 堆芯损伤评价。

堆芯损伤状态主要包括无损伤、元件包壳破损、堆芯过热和堆芯熔化四种状态。事故后的堆芯损伤评价包括详细评价和初步评价两部分，并以详细评价为主，初步评价为辅。

初步评价是借助在线监测仪表进行的，采用的主要在线监测仪表有：安全壳氢浓度监测、堆芯出口温度监测、反应堆压力容器水位监测和安全壳惰性气体辐射监测。通过初步评价可以快速了解堆芯损伤的大致情况，对详细评价结果提供多重佐证，还可以弥补详细评价的不足。

详细评价是借助事故取样系统，通过分析堆芯放射性物质的释放份额进行评价，它能较好的估计堆芯的三种损伤状态（燃料熔化、燃料过热和包壳损伤）的损伤份额。

详细评价从堆芯释放出来的裂变产物的种类和数量取决于堆芯的损伤类别和损伤程度，通过对衰变和产生特征、能量、产额、释放特性等对裂变产物进行筛选后，推荐评价核素最少应包括以下六种核素（即以下六种核素为最基本的评价核素）：Kr—87、Xe—133、I—131、I—132、Cs—137 和 Ba—140。

进行堆芯损伤详细评价的计算步骤如下：

1) 利用 ORIGEN2 程序计算出来的平衡循环末期堆芯总量，按照稳态功率运行和瞬态功率运行进行功率修正。

2) 经过压力和温度修正、衰变修正、一回路滞留修正后计算释放份额。

核素*i* 释放份额 F_i 定义为

$$F_i = A_i/Q_i$$

式中： Q_i 事故停堆时刻核素*i* 的堆芯总量（Bq）； Q_i^F 从平衡循环末的堆芯总量 Q_i^F 出发，经过与电厂运行历史有关的功率修正后得到， Q_i^F 用 ORIGEN2 程序计算得到。 A_i 事故停

堆后 t_h 内从堆芯释放出来的核素 i 的当量总活度 (Bq); 并假设, A_i 只分布在一回路、安全壳地坑水和安全壳大气中。此值经过压力和温度修正、衰变修正和一回路滞留修正。

3) 根据包壳损伤份额与释放份额的关系以及间隙活度总量, 考虑碘的尖端释放和间隙释放活度比计算元件损伤份额。

4) 根据裂变产物释放机制核燃料过热份额与释放份额的关系进行燃料过热份额的计算。

5) 根据熔化份额与释放份额的关系进行燃料熔化份额的计算。

(3) 事故源项估计。

在应急状态下, 事故源项的快速、粗略的估计方法主要有以下几个途径。

1) 通过烟囱流出物在线监测系统作出估计: ①监测烟囱口的惰性气体 β 释放比活度和出现峰值段的时间; ②估计释放时烟囱排气流量 A_G ; ③估计惰性气体释放总量; ④把上述 A_G 值作为源项数据作为评价程序的输入数据; ⑤用上述几步方法, 并测量碘的活度, 可计算得到放射性碘的总活度, 作为源项数据。

2) 根据安全壳内空气在线监测作出估算。

在安全壳大气中, 安装有碘活度监测探头、气溶胶活度监测探头及监测惰性气体活度的探头, 用来监测各自的释放活度。再通过相应的流量读出流量, 乘上测量时间即可估算出总释放活度。

通过监测通道处的取样系统可对气体进行取样, 在实验室通过高纯锗谱仪, 可得到更为精确的各种核素的放射性活度。

3) 根据 FSAR 分析过的典型事故直接查表得到源项数据。在无法快速获得实际事故源项时, 可参考典型假想事故释放源项。

4) 根据国外研究 (WASH-1400) 结果, 结合实际事故工况作出估计, 直接查表得到源项数据。

5) 运行堆芯损伤评价程序得到 S3 源项的释放份额。

6) 源项估算的步骤: ①在事故发生后, 首先使用第 3 或 4 种源项估算方法; ②根据事故的进展状况, 使用第 1 和第 2 种估算方法对释放源项进行计算; ③发生堆芯损伤事故的工况时, 由堆芯损伤评价程序得出源项释放份额。

(4) 评价参数的获取。

1) 安全壳及排出流的辐射监测。核电厂应设有一个与核电厂运行工况直接相关的辐射监测系统 (KRT)。主要用于连续自动地判别核电厂的运行工况是否符合设计标准和运行设定值, 以保证对核电厂工作人员和环境提供足够的防护。

为确保完成各种功能, 厂房辐射监测系统包括工艺辐射监测、排出流监测、工作场所辐射监测及剂量样品分析测量等。

在设计中除应设置具有连续监测、响应快、及时给出比较全的测量和报警信息等特点的固定式监测道外, 还应配置足够的各种精确、灵敏的便携式监测仪表作为固定式监测通道的补充监测手段, 此外, 还应设计具有灵敏、精确、可靠等特点的实验室样品分析测量手段, 对来自专门的核取样系统 (REN) 收集的液体和气体样品进行分析, 分析内容除了直接分析 PH 值、电导率、硼和氢浓度、钠含量外, 放射性监测是重要内容。

2) 事故条件下气象参数。核电厂事故条件下气象参数是通过气象监测网获取, 包括气象铁塔和地面监测站。观察

要素为风向、风速、气压、温度、湿度、降水和总辐射、太阳直射、净辐射。

3) 事故条件下的环境监测: 固定式环境监测设备; 就地环境监测设备; 环境样品取样设备; 流动监测设备; 环境监测实验室设备。

4) 事故条件下的场所监测。在事故情况下, 对核电厂厂房以外、场界以内的场内环境进行监测, 为环境后果评价和场内应急响应行动提供技术支持数据。监测内容主要是场区内 γ 辐射剂量率、空气污染水平、地表 (道路)、建筑物表面污染水平测量等。必要时将场区的主要部分划分成栅格, 分别测出污染水平的分布供应急指挥决策时使用。

(5) 事故的环境后果评价

环境后果评价, 主要任务是估计或预测事故释放的放射性物质在环境介质中的迁移扩散规律, 判断受放射性污染区域的方位、大小、评价公众已经或可能接受的辐射剂量与健康危害, 为场外应急组织实施应急响应行动的决策提供依据。

事故环境后果评价方法与内容: 不同的事故阶段, 对事故评价的要求不同, 采用的方法也不同。事故早期阶段要求尽快大致判断事故释放的放射性烟羽的迁移轨迹 (范围、距离、高度) 和引起的环境后果, 因此利用核电厂工艺参数、气象参数, 通过模式计算, 采用简单快速的事故评价方法 (包括手工快速评价、诊断评价、预测评价); 在事故的中后期, 来自地面放射性沉积的照射 (包括沉积外照射、食入污染食品和饮水引起的内照射) 是主要的照射途径。该阶段已有充分的时间获得比较完整的环境监测数据, 将通过对地面沉积、食品、水和空气中的放射性水平的测量和已经制定的导出干预水平值相比较, 及时向地方应急组织提出是否采取 (或终止) 应急防护措施的建议, 同时应用地区提供的环境监测数据修正和验证在事故早期阶段所作的评价。

核电厂应建立事故早期的计算机快速评价系统, 同时还要建立手工快速评价方作为计算机失效时的辅助评价手段。

6.4.5 应急状态终止和恢复正常秩序

6.4.5.1 应急状态终止的条件和批准与发布程序

当核电厂应急总指挥确认本核电厂事故已受到控制, 放射性释放已降低到可接受水平, 以及场区的辐射水平已趋于稳定时, 将考虑终止场内应急状态和进入恢复阶段。

(1) 应急状态终止的条件。

当满足下列条件时, 可考虑终止应急状态。

- 1) 发生事故的反应堆和其他有关设施已处于稳定状态。
- 2) 放射性物质释放已经停止或下降到可接受水平。
- 3) 场区辐射水平已不再升高或随时间而下降。
- 4) 不存在危及核设施和场内人员安全的大火或其他可能导致应急的事件。

5) 设备故障已经排除或采取了有效的补救措施。

6) 事故已得到控制, 而且几乎已恢复到安全状态。

7) 核电厂放射性物质的释放已降到正常运行时规定的限值以内。

8) 采取一切必要的措施以保护公众免受污染。

(2) 终止应急状态的审批、发布程序。

1) 应急待命: 核电厂应急总指挥 (或应急副总指挥及其替代人) 根据核电厂的安全水平作出应急状态的终止决定并通过场内应急广播系统在场内宣布, 同时将此决定报告 (电话或传真) 省核事故应急委员会、中核集团、国家核安全监管部。

2) 厂房应急: 核电厂应急总指挥在确认发生事故的反

应堆已处于稳定状态，一回路系统边界或安全壳没有显著失效，释放的少量放射性物质只限于厂房内部，而对场区内外不构成实际意义的影响时，作出终止厂房应急的决定并通过场内应急广播系统向全体人员宣布，同时立即报告省核应急委员会、中核集团和国家核安全监督部门。

3) 场区应急：核电厂应急总指挥根据终止厂房应急状态的参考标准作出终止场区应急状态的决定，并立即报告中核集团、省核应急委员会以及国家核安全监督部门。

4) 场外应急：当核电厂应急总指挥确认场内事故已得到控制，场外一定范围内的辐射水平不再升高，核电厂已经或即将恢复到安全状态，即以书面形式报告省核应急委员会、国家核安全监督部门、中核集团提出终止场外应急状态的建议，国家应急委员会在全面分析场内外应急情况并征求有关部门和专家咨询组的意见后，批准终止场外应急状态并由省应急委员会宣布终止应急状态。

6.4.5.2 场内恢复组织及其职责

(1) 场内恢复组织

当核电厂应急状态终止命令发布以后，核电厂就进入恢复阶段。在恢复阶段初期，由核电厂的应急组织代行恢复组织的职责，其后，该职责将逐步转移给正常运行组织。

(2) 恢复组织的主要职责

当核电厂应急状态宣布终止时，场内恢复组织即时启动，其主要职责有：

1) 指挥并组织实施核电厂场内恢复阶段的所有恢复活动，使核电厂尽快恢复到正常运行状态，如损坏严重，则使其转入长期安全停堆状态。

2) 制定和实施恢复阶段的维修及恢复运行计划并保证安全。

3) 调查、分析核电厂系统的损伤程度和范围。

4) 制定去污方案和废物处置方案并组织实施。

5) 估算核电厂事故影响范围内居民的受照剂量，提出事故后果评价报告。

6) 定期向中核集团、国家核安全监督部门、省核应急委员会报告恢复工作的进展情况。

7) 认真调查事故经过，完成事故评价报告。

6.4.5.3 恢复正常秩序的计划

1) 核电厂应急状态终止后，场内各应急组织立即转为场内恢复组织，实施场内恢复工作。

2) 根据核电厂的损坏程度，制定修复计划，尽可能及早将核电机组系统恢复至事故前的正常状态。

3) 主要的恢复项目有：机组设备的损害评估、机组设备及场区去污，机组设备的拆卸、修复与处置、机组设备恢复运行的测验等。

4) 由环境辐射监测站对场内及场外继续进行辐射监测，并对污染区进行去污。

5) 调查分析放射性废物的类型及其数量，并给予妥善处置。

6) 制定重新进入撤离地区和恢复正常秩序的标准。

7) 调查分析事故全过程，提出评价报告。

8) 编制恢复阶段工作的进度表，以及恢复作业所需人力与器材及经费预算表。

6.4.5.4 主要恢复措施及其优化分析

1) 继续对工作场所和环境的辐射水平进行监测与评价，根据监测结果划分污染区和可以解除控制的区域，并评价工作人员可能接受的剂量。

2) 对高污染区继续实行进出通道控制。根据相关标准和监测结果，决定撤离人员是否返回。

3) 调查分析机组损伤程度，制定并实施修复计划。

4) 评价事故反应堆的安全性并重新启动。

5) 对受污染的地面、道路、建筑物和各种设备进行去污，使之符合相应的标准。

6) 根据污染范围及程度，对产生的放射性废物进行处理与处置。

参 考 文 献

- [1] 秦山核电二期工程建设经验汇编. 第8册, 调试卷
1/核电秦山联营有限公司编. 北京: 原子能出版社,
2004
- [2] 秦山核电二期工程建设经验汇编. 第10册, 生产准
备卷/核电秦山联营有限公司编. 北京: 原子能出版
社, 2004

第 5 篇 先进压水堆核电厂

主编单位：上海核工程研究设计院

中国广东核电集团公司

中国核动力研究设计院

中国核电工程有限公司

主 编：郑明光 黄学清

编写人员：缪鸿兴 张维忠 朱鑫官 蔡剑平 张琴芳 陈 松

史国宝 任永忠 任湘郴 方 舟 马志才 邱忠明

杨 萍 何建东 李肇华 许以全 高 雷 王志勇

陶 金 王 伟 宁 忠

(上海核工程研究设计院、中国广东核电集团)

李满昌(中国核动力研究设计院)

邢馥吏(中国核电工程有限公司)

第1章 先进非能动压水堆核电站

1 AP1000的设计特点和主要参数

1.1 概述

AP1000 在传统成熟的压水堆核电技术的基础上,采用“非能动”的安全系统。安全系统非能动化理念的引入,使核电站安全系统的设计发生了革命性的变化:在设计中采用了非能动的严重事故预防和缓解措施;简化了安全系统配置;减少了安全支持系统;大幅度地减少了安全级设备和抗震厂房;提高了可操作性;降低了相关的维修要求;取消了1E级应急柴油机系统和大部分安全级能动设备,以及明显降低了大宗材料的需求。由此派生出了设计简化、系统设置简化、工艺布置简化、施工量减少、工期缩短等一系列效应。由于采用非能动安全系统,减少了事故情况下对操作人员的相应要求,因此,大大降低了人因错误造成事故扩大的可能性,最终使 AP1000 的安全性能得到显著提高,同时在经济上具有较强的竞争力。

西屋公司于2002年3月28日向美国核管会(NRC)提交 AP1000 标准设计的“设计认证书”(DC)申请,该申请包括 AP1000 设计控制文件(DCD)、概率风险评价报告(PRA)等。NRC于2002年7月25日受理该申请,并据联邦法规10CFR Part 52及相关法规、严重事故政策等进行了审评,于2004年9月正式发布了“最终安全评价报告(FSER)”。2004年9月23日,西屋公司获得了NRC关于 AP1000 的最终设计认可(FDA),并于2005年12月30日获得NRC颁发的 AP1000 “标准设计证书”。

1.2 AP1000的设计特点

1.2.1 安全性

堆芯损坏频率(CDF)小于 5.08×10^{-7} /堆年,大量放射性释放概率(LRF)小于 5.94×10^{-8} /堆年。

由于采用非能动安全系统,发生事故时,操作员在72h内可不必采取任何手动动作,在72h以外,也仅需要少量的厂外援助,大大减少了由于操作中的人因错误引发更严重的核电站事故的可能性。

在发生堆芯熔化事故时,安全壳内置换料水箱(IRWST)的水可以非能动地注入堆腔,从压力容器外有效地冷却堆芯熔融物,使堆芯熔融物滞留在压力容器内(IVR),并保证压力容器不被熔穿,避免堆芯熔融物和混凝土底板发生反应,使放射性物质向环境释放的概率降到最低。

安全系统设计采用地球重力、自然循环和自然对流等自然驱动力以及加压气体的储能;不使用泵、风机或柴油发电机等能动部件;可以在没有交流电源、设备冷却水、厂用水以及供暖、通风与空调(HVAC)等安全级支持系统的条件下,保证核电厂在事故情况下处于安全状态。对安全系统在事故情况下,所要求的操纵员动作次数和复杂程度都降到了最低限度,采取的方法是尽量取消操纵员的动作,而不是将其设计成自动化。

1.2.2 成熟性

AP1000 与现有二代压水堆核电技术的区别是安全系统采用了非能动技术,西屋公司为此做过大量试验、计算和验证工作(见附件A1.1、A1.2、A1.3),这些试验结果已全部被美国核管会(NRC)接受,认为是可信的,满足成熟性的要求。

反应堆和反应堆冷却剂系统设计采用成熟技术。但 AP1000 屏蔽电机泵功率比现有屏蔽电机泵产品增加一倍,属于首次设计和工程应用的原型泵。对于 AP1000 所用的屏蔽电机泵应特别关注以下几方面的问题:①功率提高带来定子绕组发热量增加及电机冷却问题;②推力轴承比压和平均线速度问题;③屏蔽电机泵与蒸汽发生器作为整体结构可能带来的问题,如泵壳与接管的焊接及抗震相关问题等。屏蔽泵制造厂美国 EMD 公司基本技术是成熟、可信的,但上述问题需在优化设计过程中得到解决。

1.2.3 经济性

由于 AP1000 安全系统采用非能动的理念,安全系统配置简化,安全支持系统减少,安全级设备和抗震厂房减少,1E级应急柴油机系统和很多能动设备被取消,以及大宗材料需求明显降低。AP1000 的安全系统及其设备数量得到大量的减少,它的阀门、管道、电缆、泵、控制装置、抗震厂房在总量上分别减少了50%、80%、85%、35%、70%和45%,再加上模块化设计和建造新技术的应用,由此派生出了设计简化、系统设置简化、工艺布置简化、施工量减少、工期缩短以及运行方便、维修简单等一系列效应。从长远观点来看,AP1000 不仅安全性能得到显著提高,而且建造和长期运行费用也得到明显降低,在经济上将具有较强的竞争力。这种优势在后续的 AP1000 建造中将会越来越明显。

1.2.4 具体的设计特点

(1) 简化系统设计,提高可操作性,减少部件数量和降低相关维修要求等。特别是由于安全系统的技术规范大大简化,从而降低了监督要求。

(2) 选用技术成熟的部件和标准化的部件,在保证高可靠性下,尽可能简化了维修工作和培训要求。

(3) 电厂布置设计上保证了有足够大的检查和维修工作空间。

(4) 采用使工作人员受辐照剂量合理可行尽量低(ALARA)的原则。

(5) 一体化保护系统、先进控制室、分布式逻辑机柜、多路传输以及光导纤维通信等技术的采用,大大减少了电缆、电缆桥架和电缆管的使用量。

(6) 优先考虑了环境因素。从以下几方面考虑公众、核电厂工作人员的安全以及对环境的影响:

1) 运行过程中尽可能降低放射性释放率。

2) 制定了工作人员辐射目标,并予以实现。

3) 尽可能减少放射性废物总量。

4) 尽可能减少其他非放射性危险废物量。

(7) 核电厂顶层设计特点:

1) 净电功率不低于1117MW_e,核蒸汽供应系统的热功

率为 3415MW_t。

2) 10% 的蒸汽发生器管子堵塞, 以及热段温度在 321℃ 的情况下, 也能达到额定运行功率。

3) 堆芯设计合理, 堆芯功率参数运行余量在 15% 以上。

4) 缩短建造时间 (从业主订货至投入商业运行只需 5 年时间), 建造工期为 3 年。

5) 无需建造原型堆, 因为采用的是成熟技术。

6) 主要安全系统采用非能动型, 这些系统在事故发生 72h 内都无需操纵员干预, 并且能在没有交流电源的情况下仍能在相当长一段时间内保证堆芯和安全壳冷却。

7) 预计堆芯损坏频率 (CDF) 为 $5.08 \times 10^{-7}/(\text{堆} \cdot \text{a})$, 远低于新法规要求的 $1 \times 10^{-5}/(\text{堆} \cdot \text{a})$ 的要求值, 并且大量放射性释放频率 (LRF) 为 $5.94 \times 10^{-8}/(\text{堆} \cdot \text{a})$, 也比规定的 $1 \times 10^{-6}/(\text{堆} \cdot \text{a})$ 小。

8) 标准化电厂设计可适用于美国和其他国家已确定的厂址。

9) 职业辐照剂量将低于 0.7 人 · Sv/a。

10) 堆芯设计成 18 个月燃料循环周期。

11) 可在 17d 内完成停堆换料。

12) 电厂设计寿命为 60 年, 期间不需要更换反应堆压力容器。

13) 考虑了强迫停堆和计划停堆以后, 电厂总体利用率可达 93% 以上, 非计划停堆目标数小于 1 次/a。

14) 反应堆冷却剂系统直径大于 15.24cm 的管道和主蒸汽管道设计采用先漏后破 (LBB) 原则。

15) 设计基准地震地面水平加速度为 0.3g。

16) 改进保安设计, 所有安全停堆设备均设于安全性更强的钢筋混凝土核岛厂房内。

17) 符合美国核电用户要求文件 (URD) 的要求。

18) 使堆芯熔融物滞留在压力容器内 (IVR), 这样大大减少了评价因压力容器熔穿的严重事故现象而导致安全壳失效和放射性物质泄漏到环境过程的不确定因素。

19) 堆芯顶部以下不再设置反应堆压力容器贯穿件, 这就减少了反应堆容器泄漏导致冷却剂丧失事故的可能性, 而压力容器泄漏可能会导致堆芯裸露。

1.3 相对于 AP600, AP1000 设计中作的改进

根据 PRA 分析结果, 相对于 AP600, 在 AP1000 设计中作了如下七项改进:

(1) 两只安全壳再循环电动阀 (和爆破阀串联) 由常闭阀改为常开阀。这两只安全壳再循环电动阀支持安全壳再循环冷却堆芯; 为了使堆芯熔融物滞留在压力容器内 (IVR), 也支持安全壳内置换料水箱 (IRWST) 向堆腔注水。这样可以降低电动阀的开启故障模式对堆芯损坏频率 (CDF) 和大量放射性释放频率 (LRF) 的贡献。

(2) 改进 IRWST 向堆腔注水的操作程序, 使操纵员有更长时间来成功地使 IRWST 向堆腔注水。

(3) 改进 IVR 的热传导。因为 AP1000 的堆芯功率比 AP600 的大, 实现 IVR 时热负荷增加, 为此改变反应堆压力容器外部和反应堆压力容器保温层之间的流道, 提高冷却流体的流速, 增加反应堆压力容器外部的临界热通量限值。

(4) 设计一个低硼堆芯, 降低 ATWS 电站风险 (增加反应性负温度系数)。

(5) 改进 IRWST 排气。AP1000 堆芯较大, 在严重事故情况下可能产生更多的氢气, IRWST 排气位置应该远离

钢安全壳, 以避免氢燃爆对安全壳完整性的影响。

(6) 增加第三个非能动安全壳冷却水箱排放阀 (采用与气动阀不同的多样性的电动阀)。由于 AP1000 的堆芯功率增加, 降低了每 MW 堆芯功率的安全壳的表面积, 在长期 (大于一天) 安全壳热量导出时, 可能在没有非能动安全壳表面冷却水系统情况下, 单靠空气对流不足以带走热量, 因此增加第三个非能动安全壳冷却排放阀, 提高了非能动安全壳冷却水箱排水的可靠性。

(7) 降低再循环管路爆破阀可能的故障。为了降低共因故障, 两组再循环管路爆破阀 (每组有一只安全壳再循环低压爆破阀和一只高压爆破阀) 分属于不同的共因故障组。

1.4 AP1000 的主要技术数据

1.4.1 电厂总参数

电厂设计寿命	60 年
设计地震烈度 (地面加速度)	0.3g
电厂输出电功率 (毛)	1200MW _e
电厂输出电功率 (净)	1117MW _e
核蒸汽供应系统功率	3415MW _{th}
反应堆热功率	3400MW _{th}
电厂效率 (净)	32.7%
电厂可利用率	93%
堆芯熔化频率 (CDF)	$5.08 \times 10^{-7}/\text{年}$
大量放射性释放频率 (LRF)	$5.94 \times 10^{-8}/\text{年}$

1.4.2 核蒸汽供应系统

主蒸汽管路数	2
冷却剂环路数	
冷段	4
热段	2
额定功率下反应堆冷却剂系统水体积 (包括稳压器水体积)	272m ³
额定工况下的蒸汽流量	1 888.7kg/s
蒸汽压力 (限流器出口, 零堵管)	5.61MPa
蒸汽温度 (限流器出口, 零堵管)	271℃
蒸汽最大湿度	0.30%
给水温度	226.7℃

1.4.3 反应堆冷却剂系统

最佳估计流量	$2 \times 35\,772\text{m}^3/\text{h}$
热工设计流量	$2 \times 34\,055\text{m}^3/\text{h}$
最大测量流量	$2 \times 34\,699\text{m}^3/\text{h}$
机械设计流量	$2 \times 37\,203\text{m}^3/\text{h}$
热段内径	78.7cm
冷段内径	55.9cm
反应堆运行压力	15.41MPa
冷却剂温度	
反应堆入口	280.7℃
反应堆出口	321.1℃
额定功率下平均温度	300.9℃
零功率下平均温度	291.7℃
反应堆堆芯平均升温	42.6℃

1.4.4 反应堆堆芯

活性区高度	4.267m
燃料组件数	157
堆芯等效直径	3.04m
堆芯传热面积	5268m ²
燃料装量	84.5tU
平均燃料功率密度	40.2kW/kgU
平均燃料功率密度 (体积)	109.7kW/L
平均燃料线发热率	18.7kW/m

总热流密度热管因子	2.6
焓升热管因子	1.65
燃料组件类型	AP1000
燃料组件总长	4795mm
燃料棒排列	17×17 (正方)
结构格架数	10
中间搅混格架数	4
燃料棒数/组件	264
燃料材料	烧结的 UO_2
第一堆芯富集度	2.35/3.4/4.45W%
燃料循环长度	18个月
加料富集度 (平均)	4.5714W%
平均卸料燃耗	50GWd/t (U)
燃料包壳材料	ZIRLO™
包壳厚度	0.57mm
燃料棒外径	9.5mm
可热毒物吸收体	IFBA+WABA
控制棒数目, 黑棒/灰棒	53/16
每个控制棒组件的吸收棒数	24
控制棒吸收体材料	
黑棒	银-铟-镉
灰棒	银-铟-镉/304SS
驱动机构	磁力提升
提棒速率	114.3cm/min
可溶中子吸收体	硼

1.4.5 反应堆压力容器

设计压力	17.13MPa
设计温度	343.3℃
筒体内径	3.99m
不锈钢堆焊层高度	5.59mm
筒体壁厚	203mm
下封头壁厚 (最小)	152.4mm
顶盖法兰外径	4.78m
顶盖密封螺栓数量	45个
压力容器总高	12.2m
容器材料	基材碳钢, 表面堆焊层不锈钢

1.4.6 蒸汽发生器

型号	△-125型, 直立, U-管
数量	2
设计压力 (一次侧)	17.13MPa
设计压力 (二次侧)	8.17MPa
设计温度 (一次侧)	343.3℃
设计温度 (二次侧)	315.6℃
总传热面积	11477m ²
传热管数	10025
传热管外/内直径	17.48/15.4mm
管距 (三角形)	24.89mm
传热管材料	Inconel 690-TT
总高	22.5m

1.4.7 主蒸汽安全阀

每条管路安全阀数	6
每条管路总释放能力 (10%超压下)	1050.8kg/s

1.4.8 气动大气释放阀

每条蒸汽管路阀门数	1
每台阀门最大排量	128.5kg/s
每台阀门最小排量	8.8kg/s

1.4.9 反应堆冷却剂泵

类型	屏蔽电机
数量	4
泵名义功率	5.22MW
设计压力	17.13MPa
设计温度	343.3℃
设计流量	17886m ³ /h
扬程	111.3m
转速	1800r/min
转子最小转动惯量	668.3kg/m ²
设备冷却水需要量	136.3m ³ /h
总高	6.69m
总质量	83.7t

1.4.10 稳压器

总体积	59.47m ³
水体积 (满功率)	28.32m ³
设计压力/温度	17.13MPa/360.0℃
喷淋能力	159.0m ³ /h
内径	2.29m
电加热功率	
总电功率	1600kW
控制组	370kW
备用组	1230kW
总高	15.42m

1.4.11 稳压器安全阀

数量	2
要求最小泄压能力	94.50kg/s
整定压力	17.13MPa±0.17MPa
流体	饱和蒸汽

1.4.12 内层安全壳

类型	圆筒形立式钢安全壳
材料	SA738, B级
直径/高度	39.624/65.634m
自由容积	56634m ³
设计压力	0.504MPa
设计外压力	0.02MPa
设计温度	149℃
设计泄漏率	0.1%/d

1.4.13 压力容器顶盖放气系统

设计压力	17.13MPa
设计温度	343.3℃
远距离控制阀数	4
放气管线直径	25.4mm
放气能力 (假设单一故障, 反应堆冷却剂系统压力为 8.62MPa. abs)	3.72kg/s

1.4.14 非能动余热排出系统热交换器

数量	1
类型	直立C型管
传热率	5.89×10 ⁴ kW
流体	
管侧	反应堆冷却剂
壳侧	换料水箱水
管材	Alloy 690
设计流量	
管侧	2.28×10 ⁵ kg/h
壳侧	/
反应堆冷却剂入口/出口温度	297.2/92.8℃
换料水箱水温度	48.9℃
管侧设计压力	17.1MPa
管侧设计温度	343.3℃

1.4.15 堆芯补水箱

数量	2
类型	直立、圆筒形
体积	70.8m ³
设计压力	17.1MPa
设计温度	343.3℃
材料	碳钢, 堆焊不锈钢

1.4.16 安注箱

数量	2
类型	球形箱
体积	56.0m ³
设计压力	5.52MPa
设计温度	148.9℃
材料	碳钢, 堆焊不锈钢

1.4.17 安全壳内换料水箱

数量	1
设计压力	0.034MPa
设计温度	65.6℃
类型	带有不锈钢覆面的安全壳内部结构
最小水体积	2092m ³

1.4.18 电源系统

主变压器	
额定电压	厂址有关/24kV
额定容量	1250MVA
辅助变压器	
额定电压	24/6.9kV
额定容量	70MVA
启动变压器	
额定电压	厂址有关/6.9kV
额定容量	70MVA
中压母线数	6
低压母线系统数	10
备用柴油发电机组数	2
备用柴油机组额定功率	4MW
柴油发电机母线系统数	2
备用柴油发电机电压	6900V
直流配电系统数	10
直流电压	125V
蓄电池母线系统数	10
蓄电池母线	125V

1.4.19 汽轮机

汽轮机数/每个反应堆	1
每台汽轮机缸数	1 高压/3 低压
汽轮机转速	1500(对 50Hz)r/min
汽轮机类型	单轴, 6 排汽, 1372mm 的末级叶轮
高压缸入口压力/温度	5.5MPa/271℃

1.4.20 发电机

类型	三相, 同步发电机
额定功率	1250MW
有功功率	1200MW。
电压	24kV
频率	60/50Hz

1.5 AP1000 构筑物、部件和系统分级

1.5.1 抗震分类

核电厂构筑物、系统和部件(以下称为“物项”)的抗震等级划分为三类: 抗震Ⅰ类(C-I), 抗震Ⅱ类(C-II)和非抗震类(NS)。

抗震Ⅰ类物项属于安全相关物项, 它既要执行安全相关

功能又要保证其完整性。

抗震Ⅱ类物项仅要求保证其完整性。

非抗震类物项是不属于抗震Ⅰ类或Ⅱ类的物项。在安全停堆期间, 当靠近安全相关物项的非抗震类物项失效时, 可能导致安全相关物项的功能丧失, 则应将该非抗震类物项定为抗震Ⅱ类。

1.5.2 AP1000 构筑物、部件和系统分级介绍

为了设备分级的目的, 将构筑物、系统和部件(以下称为“物项”)划分为 A、B、C、D、E、F、L、P、R 或 W 级。对于机械设备, A、B、C 级等同于 ANS 安全 1、2 和 3 级。对于电气设备, C 级等同于 1E 级。设备 A、B、C 级的物项或抗震Ⅰ类是基本部分, 设备 D 级是非安全相关级。设备 E、F、L、P、R 和 W 级是与不同的工业规范和标准有关的非安全相关级。

1.5.2.1 设备 A 级

设备 A 级是安全相关级, 等同于 ANS 安全 1 级。反应堆冷却剂系统压力边界(包括必需的隔离阀和机械支撑)属于设备 A 级。设备 A 级要求最严格的完整性和最低的泄漏率。

对应于设备 A 级的物项属于抗震Ⅰ类, 其使用的规范和标准与 NRC 质量 A 组、10CFR50 附录 B 和 ASME 规范第Ⅲ卷 1 级设备的导则相一致。

1.5.2.2 设备 B 级

设备 B 级是安全相关级, 等同于 ANS 安全 2 级。在设计基准事故后, 它限制安全壳释放放射性物质的泄漏率。

对应于设备 B 级的物项属于抗震Ⅰ类, 其使用的规范和标准与 NRC 质量 B 组、10CFR 附录 B 和 ASME 规范第Ⅲ卷 2 级或 MC 级设备的导则相一致。ASME 规范第Ⅲ卷 NE 分卷适用于安全壳和防护管道。

1.5.2.3 设备 C 级

设备 C 级是安全相关级, 等同于 ANS 安全 3 级。它执行减轻设计基准事故和其他设计基准事件的安全相关功能。

对应于设备 C 级的物项属于抗震Ⅰ类, 其使用的规范和标准与 NRC 质量 C 组、10CFR50 附录 B 和 ASME 规范第Ⅲ卷 3 级设备的导则相一致。

1.5.2.4 设备 D 级

设备 D 级是对采购、检验或监测方面有附加要求的非安全相关级。对包容放射性的 D 级物项, 由保守分析已证明因设计基准事件引起的失效不会导致超过 10CFR20 规定的正常厂外剂量。此准则与 RG1.26 中 D 级定义相一致。

为防止非能动系统不必要的动作, 而需要投入的非安全级物项及其支持物项可定为 D 级。

1.5.2.5 其他设备级别

E、F、L、P、R 和 W 级设备是非安全相关级, 它们不属于上述设备级别的物项; 它们不执行安全相关功能; 它们不包含足够的放射性物质(它的释放可能会导致超过放射性限值)。

对于 E、F、L、P、R 和 W 级的物项没有特殊的质量保证要求, 可按工业标准进行设计。

E 级——适用于下列各级别中涉及的没有专用工业标准或级别的非安全相关的构筑物、系统和部件。

F 级——适用于防火系统。遵守美国国家防火协会规范; ANSI B31.1、AWWA(美国给水工程协会)、API(美国石油研究所)、Underwriters 实验室(UL)和其他使用的规范。在某些情况下防火系统被设计成 AP1000 设备 C 级。

L 级——适用于换热、通风和空调系统。遵守

SMACNA—1985 标准。部件也可按 AMCA 和 ASHRAE 标准采购。

P 级——适用于管道暖通系统设备。遵守美国国家管道暖通规范。

R 级——适用于用来包容、清洁或排除放射性污染空气的空气净化装置和部件。遵守 ASME509 规范。当使用

10CFR50 附录 B 质量保证时可等同于 C 级。

W 级——适用于给水工程。遵守美国给水工程协会导则，无专用的质量保证要求。

AP1000 构筑物、部件和系统分级与其他标准要求的比较见表 5.1-1。

表 5.1-1 安全分级要求的比较

AP1000 分级 (1)	ANS 设备安全分级 (2)	RG 1.29 地震设计要求 (3)	ASME 规范, 第 III 卷分级 (4)	IEEE 要求	RG 1.26 NRC 质量分组 (5)
A	SC-1	I	1		A
B	SC-2	I	2		B
C	SC-3	I	3	1E	C
D	NNS				D
其他	NNS				

注 1. 其他包括 E、F、L、P、R 和 W 级。

2. NNS 表示非安全级。

2 AP1000 反应堆堆芯和燃料

2.1 概述

反应堆堆芯和燃料是 AP1000 反应堆系统的重要组成部分。在满足所有设计基准和安全准则的条件下，反应堆堆芯和燃料的首要功能，是作为核蒸汽供应系统产生蒸汽的主要热源。反应堆堆芯和燃料主要包括：燃料组件、可燃毒物吸收体组件 [对初始堆芯用分裂式的可燃毒物吸收体组件 (WABA) 和一体化的硼化锆可燃毒物吸收体 (IFBA)，从第二燃料循环开始，仅用于燃料一体化的硼化锆可燃毒物吸收体]、棒束控制组件 (RCCA)、灰棒束组件 (GRCA)、中子源组件和阻力塞组件。

AP1000 堆芯有 157 个燃料高度为 4.267m (14 英尺)、不同富集度的燃料组件，这些燃料组件通过堆内构件的支撑，按要求布置在反应堆内。反应堆堆内构件还具有导流作用，它使反应堆冷却剂从燃料组件的底部流经燃料棒，带走燃料棒中产生的热量。在 15.5MPa 的正常运行压力下，反应堆冷却剂和慢化剂是轻水。

AP1000 燃料组件有 264 根燃料棒，按 17×17 正方形排列。燃料组件的中心有一根用于堆内测量仪表的仪表管。燃料组件的其余 24 个位置有导向管，这些导向管与燃料组件的上管座和下管座相连接，组成燃料棒的支撑结构。棒束控制组件 (RCCA) 和灰棒控制组件 (GRCA)，用于 AP1000 的机械反应性控制。RCCA 用于停堆和温度反应性控制以及轴向偏移控制。GRCA 具有较小吸收体价值，它用于堆芯运行中的负荷跟踪调节。在 AP1000 堆芯设计中，RCCA 和 GRCA 在堆芯的位置，在每一个燃料循环中是不变的。在反应堆启动过程中，AP1000 堆芯设计将使用初级中子源和次级中子源，为堆外中子探测器提供足够的计数率水平，保证堆外核测系统在源量程范围内可对堆芯临界状态进行有效监督。阻力塞组件的应用，是为了减少流入没有堆芯相关组件的导向管的旁通流量。

如上面所述，堆芯和燃料的首要功能是反应堆系统的热源。在满足所有设计基准和安全准则的条件下，AP1000 反应堆堆芯产生 3400MW 的热功率 (核蒸汽供应系统的热功率是 3415MW)，反应堆冷却剂经过堆芯后，冷却剂的温度将增加 42.6℃。

上部堆内构件，提供堆芯和控制棒的对准，使控制棒易于插入堆芯。因此，反应堆堆芯的另一功能是，在正常运行和事故条件下，与反应性控制和控制棒系统一起，提供反应堆安全停堆。燃料的另一功能是为裂变产物的释放提供第一道屏障。

2.2 核设计

2.2.1 堆芯燃料装载方式

AP1000 有两种初始堆芯的燃料装载设计。一种是传统的基本初始堆芯燃料装载方式，采用三种富集度的燃料组件，较低富集度的两种燃料组件装在堆芯内区，较高富集度的燃料组件布置在堆芯边缘。另一种是先进的初始堆芯燃料装载，堆芯采用六区燃料 (即六种不同的富集度装载方式的燃料组件) 装载，较高富集度的燃料布置在堆芯内区，较低富集度的燃料布置在堆芯外区，最低富集度的燃料放在堆芯边缘。这样的燃料装载方式，使初始堆芯能够模拟 18 个月平衡循环堆芯的反应性分布，提高堆芯的中子经济性。

换料堆芯采用低泄漏燃料装载，换料添加的新燃料布置在堆芯内区，经过一次或二次循环的燃料放在堆芯的外区。初始堆芯和换料堆芯设计的循环长度以及循环燃耗约为 18 个月和 21 000MWD/MTU。为满足确定的燃料循环长度以及循环燃耗的要求，在堆芯循环初必须装入足够的后备反应性。这种反应性是通过冷却剂中的可溶硼、可燃毒物和控制棒来控制的。

AP1000 的初始堆芯和换料堆芯都需要可燃毒物，通过可燃毒物的数量和堆芯的布置，得到要求的堆芯功率分布和负的慢化剂温度系数。

2.2.2 功率分布

反应堆堆芯功率分布是堆芯功率能力和保证堆芯安全的重要因素。堆芯功率分布以及峰值线功率密度 (PLPD)，必须保证在正常运行和任何预计运行事件下满足偏离泡核沸腾设计基准，并且不造成燃料中心熔化。同时，在任何正常运行条件下也不使燃料的峰值线功率密度超过安全允许的限制值。AP1000 堆芯功率分布的设计和控制都满足这些要求。

2.2.2.1 径向功率分布

满功率条件下径向功率分布，与燃料组件、可燃毒物和控制棒的布置以及燃料的燃耗分布有关。在燃料循环的任何时候，根据功率分布的特点，满功率条件下的堆芯径向区段

可以分为有棒和无棒两种。这两种堆芯径向区段再考虑堆芯的燃耗效应,可以确定满功率时堆芯可能出现的径向功率分布。在 AP1000 堆芯的功率分布计算中,还考虑了功率水平、氙、钐和慢化剂密度对径向功率分布的影响,但结果表明它们的影响是比较小的。冷却剂流量分布的不均匀性对径向功率分布的影响可以忽略。由于堆芯热管(通道)的位置在运行中是变化的,因此,在 DNB 计算中确定并采用一个参考径向功率分布。这个参考径向功率分布能够包络可能出现的分布,使堆芯安全评价结果是保守的。

2.2.2.2 组件功率分布

堆芯热管周围的功率分布在运行中也是变化的。在 DNB 分析中,对热管所在的组件内假设一个平坦的组件功率分布,它的热管功率被人为地提高到径向功率分布的设计限值 $F_{\Delta H}^N$ 。事实上,在燃料循环和运行中不会出现达到设计限值 $F_{\Delta H}^N$ 的平坦组件功率分布,因此这是保守的假设。

2.2.2.3 轴向功率分布

影响轴向功率形状的各种因素,包括反应堆功率水平、控制棒、慢化剂密度效应、燃料多普勒效应、氙和燃耗的空间分布,以及燃料富集度和可燃毒物吸收体的轴向分布等。最重要的是控制棒在堆芯的插入位置对功率分布的影响,AP1000 采用常轴向偏移控制。

在 AP1000 核设计中,在线监测系统(BEACON-DMM)可通过固定式堆内探测器,根据需要为操纵员提供详细的径向和轴向功率分布信息。堆外四个长电离室提供的反映堆芯轴向上、下功率差的通量差(ΔI)及其目标值,将主要用于轴向功率形状控制的依据。测量得到的 ΔI 还将用于对超温(OT ΔT)保护和超功率(OP ΔT)保护的修正。

2.2.2.4 燃料密实化引起的局部功率峰因子

堆芯燃料在运行中,由于辐照产生的密实化,使燃料芯块在轴向和径向发生收缩。收缩的芯块在燃料包壳中,或向下掉落或被卡,并在芯块间形成间隙。这种间隙的大小和在轴向的位置是随机变化的。密实化引起的间隙将使周围的燃料棒出现局部功率峰。由于局部功率峰与轴向位置有关,所以用局部功率峰因子 $S(Z)$ 来考虑它对堆芯总的功率峰因子的影响。先进的西屋公司的压水堆燃料,已经基本消除了密实化效应对反应堆设计和运行的影响,因此取 $S(Z)=1.0$ 。

2.2.2.5 极限功率分布

根据美国国家标准学会(ANSI)关于核电厂工况分类标准,工况 I 是指核电厂正常运行和运行瞬态。任何工况 I 事件将由核电厂参数的额定值与要求手动或自动保护动作的对应参数值间的裕量所包容。工况 I 是核电厂事故的初始条件,因此工况 I 事件将影响事故的后果。堆芯功率分布对事故后果有重要影响,稳态功率分布作为初始条件,每个事故分析都以保守的最不利的功率分布,即极限功率分布为基础。因此稳态功率分布的设计和控制,要保证极限功率分布满足堆芯性能和安全要求。

AP1000 设置了 BEACONTM-DMM 在线堆芯监测系统,该系统根据当时堆芯条件,评价极限功率分布的后果以及运行空间。在线堆芯监测系统的评价是在当时的功率水平、氙分布、MSHIM 或 AO(轴向偏移)棒组插入和燃耗的条件下,考虑了不适当的操纵员操作或控制棒动作产生的极限功率分布。因此,这将保证稳态运行时可能出现的最坏或极限功率分布,已在事故(工况 II、III 和 IV)分析的初始功率分布中考虑。在线评价时计算得到的功率峰因子,由于方法的不确定性增加 5% 以及工程热管因子增加 3%。与极限功率分布的包络计算相比,在线堆芯监测系统的连续监测可以消

除包络计算中的保守性。

在线监测系统停运情况下,操纵员将基于预先进行的包络分析和由计算确定的功率分布控制和负荷跟踪程序,进行极限功率分布的控制。因此对于 AP1000,在线堆芯监测系统不是反应堆运行必要的因素。在包络分析和计算时应考虑对轴向和径向功率分布重要影响的因素,如负荷跟踪、降功率运行和轴向氙瞬态等。计算中包括燃料和慢化剂温度反馈效应,但不考虑流量再分配的影响。分析了数千种工况以保证极限功率分布有很好的包络性。在线监测系统停运情况下,在正常运行中必须遵守功率分布控制和负荷跟踪程序,确保极限功率分布作为最不利的初始值已被事故分析所考虑。对 AP1000 堆芯,堆功率为 3400MW 时平均线功率密度为 187.6W/cm。考虑了不确定性后,极限功率分布归一化的局部功率密度上限值是 2.6,在 101% 额定功率时的对应峰值线功率密度为 492.0W/cm。

为了确定关于功率和功率分布的保护整定值,需要考虑三类事件,即失控提棒事故;由于操纵员操作错误引起的 AO 和/或 MSHIM 棒组位置超过插入极限,使反应堆离开正常运行区域;以及由于硼化或硼稀释等原因,使堆芯功率分布超过限制值。这里所讨论的三类事件,根据 ANSI 关于核电厂工况分类标准,属于 II 类工况事件。这些事件引起的异常功率和功率分布,不是正常运行的极限功率分布。异常功率和功率分布,用于确定关于功率和功率分布的保护整定值,而正常运行的极限功率分布,用作事故分析的初始条件。

在正常运行条件下,也可能出现局部功率密度超过事故分析假设的初始条件的情况。此时如果不造成燃料的损坏,仅发出报警,操纵员根据操作程序使堆芯回到安全状态。

2.2.3 负荷跟踪和功率调节

堆芯控制的主要目标是同时实现堆芯反应性和功率分布的控制。在压水堆(PWR)设计中,一般是通过控制棒的自动调节或手动操作以及通过化容控制系统(CVCS)手动调节反应堆冷却剂的硼浓度(化学补偿),实现反应性和轴向功率分布的控制。在 AP1000 设计中,提出了一种新的机械补偿(MSHIM)堆芯控制策略,仅依靠控制棒就可完成核电厂的负荷跟踪和功率调节。冷却剂硼浓度的调节仅用于补偿燃料燃耗和维持 M 控制棒组所要求的堆芯插入深度。大的硼浓度变化仅限制在启、停堆情况。在整个功率运行范围和燃料循环的大多数时间内,通过机械补偿进行负荷跟踪,以及反应堆功率水平和功率分布的调节和控制,不需要调节冷却剂中的可溶硼浓度。

2.2.3.1 机械补偿(MSHIM)策略

为了使 MSHIM 系统满足 AP1000 设计的负荷跟踪和功率调节能力的要求,设计两个独立控制棒组,轴向偏移控制棒组(AO 棒组)和冷却剂温度/反应性控制的 M 棒组(AO 棒组和 M 控制棒组在堆芯的布置见图 5.1-1),分别用于不同的控制功能。AO 棒组用于轴向功率分布的控制,它独立于其他的控制功能要求。AO 棒组设计有足够的控制棒价值,随着棒组提升或下插,使轴向功率偏移单调地变大或变小。因此通过控制棒系统,可以独立地调节 AO 棒组在堆芯的插入深度,在整个功率运行范围内使轴向功率分布几乎保持一个不变的轴向偏移(CAOC)。M 控制棒组由 MA、MB、MC、MD、M1 和 M2 组成,其中 MA、MB、MC 和 MD 是灰棒组,M1 和 M2 是黑棒组。在机械补偿运行策略中,M 控制棒组按预设的功率温度控制程序,进行冷却剂温度/反应性的控制。

负荷跟踪运行中轴向偏移 (AO) 控制的 AO 目标值, 是基本负荷运行的目标值, 该目标值不超过 8%~10%。为了在循环寿期的大部分时间内, 负荷跟踪不通过调硼并能补偿瞬态反应性效应, 需要设置小价值控制棒组 (即灰棒组), MA、MB、MC 和 MD。

2.2.3.2 负荷跟踪运行

M 棒组中各控制棒组间必须有适当的重叠, 当它们在堆芯提升或插入时的反应性变化就像单组棒移动时一样。为使 AO 棒组能有效控制轴向功率分布, 小的棒组移动对 AO 就有足够的影响, 因此 AO 棒组必须具有较高的控制棒价值。AP1000 设计采用的是常轴向偏移控制 (CAOC) 策略, 在基本负荷运行时 AO 棒组使轴向偏移 (AO) 控制至预先设定的 AO 目标值 (TAO_{BASE})。

在负荷跟踪运行以前, M 棒组的两个灰控制棒组 (例如 MA+MB) 将全插入堆芯, M 棒组和 AO 棒组稍稍插入堆芯。M 棒组的初始插入深度, 将能够补偿功率调节过程中出现的正或负的反应性变化。在负荷跟踪前和负荷跟踪过程中, AO 值控制在比基本负荷运行时的目标值 (TAO_{BASE}) 正负约 8%, 这是为了满足在正、负两个方向的轴向偏移的控制能力, 保证功率峰因子不超过设计限值。对于 18 个月那样的长燃料循环期运行, 一般在循环期末, 出现双峰状轴向功率分布。负荷跟踪中控制棒的插入, 可使轴向偏移和功率峰因子产生显著的变化。由于 MSHIM 系统对轴向偏移能够维持非常好的控制, 消除了负荷跟踪运行中的功率峰因子可能超过设计限值的担心。对 AP1000 堆芯各种负荷跟踪需求分析表明, 在没有调硼情况下 MSHIM 堆芯控制策略, 在循环期的大部分时间内 (85%~95% 的循环期) 能够满足负荷跟踪的要求。

2.2.4 反应性控制要求

根据 AP1000 技术规格书的要求, 为了确定各种运行工况下的停堆深度, 需要在反应堆冷却剂中加入各种浓度的可溶硼。表 5.1-2 列出了第一循环堆芯各种运行工况下的硼浓度。从表 5.1-2 看到, 各种工况下的硼浓度都小于硼浓度的可溶性限制值。

反应堆在热态满功率下靠控制棒实现快速停堆, 保证达到规定的热停堆深度 (AP1000 反应堆的热停堆深度规定为 1600pcm)。因此控制棒必须提供足够的反应性, 能够补偿从满功率到零功率的功率亏损并保证足够的停堆裕度 (见表 5.1-3)。满功率到零功率的功率亏损主要来自燃料多普勒效应、慢化剂温度反馈、通量再分布效应和冷却剂中的空泡份

额减少等引起的反应性。

表 5.1-2 第一循环堆芯各种运行工况下的硼浓度

运 行 工 况	硼浓度 ($\times 10^{-6}$)
零功率, 冷态, 所有控制棒在堆外, $k_{eff}=0.99$	1574
零功率, 热态, 所有控制棒在堆外, $k_{eff}=0.99$	1502
换料, 零功率, 冷态, 所有控制棒插入堆内, $k_{eff} \leq 0.95$	1179
零功率, 热态, 所有控制棒在堆外, $k_{eff}=1.0$	1382
满功率, 热态, 所有控制棒在堆外, 无氘, $k_{eff}=1.0$	1184
满功率, 热态, 所有控制棒在堆外, 平衡氘, $k_{eff}=1.0$	827

表 5.1-3 热停堆裕度分析 ($\% \Delta \rho$)

反应性效应		第一循环 寿期初	第一循环 寿期末	平衡循环 寿期末
控制要求	总功率亏损①	1.89	2.54	3.02
	再分布效应 (不利的 氘分布)	0.27	0.40	0.32
	控制棒允许插入量	2.00	2.00	2.00
总的要求控制量		4.16	4.94	5.34
控制棒价 值	控制棒全部插入 (69 束 控制棒)	12.69	10.89	10.64
	扣除最大价值棒后 (69-1 束控制棒)	10.49	9.27	9.35
扣除 7% 的不确定性		9.76	8.62	8.70
可用的停堆裕度②		5.60	3.68	3.36

- ① 包括空泡效应。
② 设计基准最小停堆深度是 1.6% $\Delta\rho$ 。

2.2.5 控制棒布置和价值

AP1000 有 69 个棒束控制组件。这些棒束控制组件按其执行的功能, 可分为控制棒组和停堆棒组。在图 5.1-1 中, 棒组 MA、MB、MC、MD、M1、M2 和 AO 是控制棒组, 棒组 SD1、SD2、SD3 和 SD4 为停堆棒组。控制棒组和停堆棒组的每个棒组至少有 4 束控制棒并分为两个以上的子组。控制棒组在堆芯的轴向位置由自动或手动控制, 当停堆信号发出时, 所有控制棒组落入堆芯。

控制棒的选择必须遵守两条原则: 首先, 控制棒的总价值必须满足规定的停堆裕度, 这一原则规定了对控制棒总数和控制棒在堆芯布置的要求; 其次, 在正常运行中由于控制棒在堆芯的部分插入造成的总的功率峰因子必须足够低, 以满足堆芯功率能力的要求。实际上, 该原则确定了控制棒在堆芯的布置和控制棒分组的要求。如果单一棒组的价值达到 (3%~4%) $\Delta\rho$, 则控制棒组提升或下插在堆芯将引起大的轴向功率分布的扰动。因此根据棒组功能需求, 将把控制棒分成若干个棒组。除了停堆棒组以外, 控制棒组的各棒组下插或提升时, 棒组间有适当的重叠, 使反应性的变



图 5.1-1 控制棒分布和分组

化比较均匀,功率分布的控制也满足规定的要求。

在任何反应堆运行条件下,控制棒的临界棒位是由冷却剂中的硼浓度确定的。在达到临界过程中,通过调节硼浓度达到临界,而控制棒必须在规定的插入极限以上。控制棒插入极限是为了保证反应堆停堆深度、功率分布和控制棒弹棒事故等安全要求得到满足。在循环早期,为保证慢化剂温度系数满足规定的限值范围,需要规定一个与功率水平对应的控制棒提升限制。

反应堆停堆棒价值随落棒时间的变化,由控制棒落棒时间和控制棒微分价值确定。在核设计中,不同棒位的棒价值是通过一系列稳态计算得到的。计算中保守地假设,落棒时最大棒价值的控制棒完全被卡在堆芯外,中子通量分布向堆芯底部倾斜。

2.2.6 反应堆堆外燃料的临界安全

反应堆堆外燃料的临界安全,是指燃料在运输和储存过程中的临界安全。通过燃料运输和储存设施的恰当设计和行政管理程序,防止燃料出现临界。防止燃料在堆外达到临界的两种主要方法是,限制运输或储存的燃料组件数目以及限制燃料组件之间的距离和/或在燃料组件之间插入中子毒物(中子吸收体)。根据 ANSI 有关规定,防止堆外燃料临界的设计准则是在 95% 置信度下,95% 的概率的有效倍增系数 $k_{\text{eff}} < 0.95$ 。

当燃料组件储存在干条件下(如新燃料储存),也要防止发生临界事故。在这种情况下慢化剂,可能来自如灭火时的消防水。分析时如果作最佳慢化的假设,则防止发生临界的设计基准是 $k_{\text{eff}} \leq 0.98$ 。

临界计算分析中必须考虑不确定性,总的不确定性(TU)可表示为

$$TU = [(k_s)_{\text{method}}^2 + (k_s)_{\text{KENO}}^2 + \sum_i (k_s)_{\text{mech}}^2]^{1/2}$$

式中: $(k_s)_{\text{method}}$ 为方法不确定性; $(k_s)_{\text{KENO}}$ 为用的计算机程序的不确定性, AP1000 设计中用蒙特卡罗程序 KENO-V 进行堆外燃料的临界安全分析; $(k_s)_{\text{mech}}$ 为机械设计的不确定性。

因此当计算得到的 k_{eff} 加上总的不确定性,小于 0.95 或小于 0.98 (对最佳满假设)时,满足设计准则。

2.2.7 氙稳定性

为使核电厂易于控制和运行,堆芯设计要求对氙引起的功率振荡,是固有稳定的或易于控制的。对大的堆芯,总的堆芯功率保持不变而空间功率振荡可能发生。如果堆芯功率峰的移动相对氙碘变化的时间常数非常快时,可能出现氙致空间功率振荡。通过堆芯控制棒在轴向移动改变核电厂负荷时,在轴向就出现这样的功率峰的快速移动。由于异常的控制操作,在堆芯径向也可能出现功率峰的快速移动。由于负的功率反应性系数,压水堆对总的功率振荡是固有稳定的。因此对压水堆堆芯稳定性的讨论,仅限于氙引起的空间振荡。

2.2.7.1 稳定性指数

对氙振荡可以用两个重要参数,即振荡周期(T)和稳定性指数(b)来描述。振荡周期(T)是相继出现的两个振荡峰之间的时间。稳定性指数(b)为相继出现的两个振荡峰的振幅减弱因子。从反应堆运行观点来看,稳定性指数更重要,因为它是堆芯对自由(无控制)氙振荡稳定程度的量度。通常如果稳定性指数是负的,堆芯是稳定的;稳定性指数是正的,堆芯是不稳定的。稳定性指数的计算式为

$$b = \frac{1}{T} \ln \frac{A_{n+1}}{A_n}$$

式中: A_n 和 A_{n+1} 为相继出现的两个振荡峰值振幅; T 为相继出现的两个振荡峰 (A_n 和 A_{n+1}) 之间的时间。

2.2.7.2 AP1000 堆芯稳定性

研究表明,压水堆堆芯稳定性与堆芯大小、堆芯功率密度、功率分布和反应性系数有关。当堆芯增大、功率密度变高、负功率反应性系数变小(绝对值)或堆芯功率分布更均匀时,堆芯稳定性降低。AP1000 堆芯由 157 个活性区高约 4.2m 的燃料组件组成。它与西屋公司以前已经得到运行许可证的活性区高约 3.6m 的标准三环路堆芯相比,堆芯在径向的稳定性相同。轴向氙稳定性,由于活性区高度增加 24 英寸将有所降低。堆芯稳定性随燃料加深而降低。活性区高度增加,还将使稳定性指数为零所对应的燃料变小。其他影响堆芯稳定性的因素, AP1000 堆芯与以前设计相似。分析表明 AP1000 堆芯设计中的控制棒组有足够的控制氙振荡。

2.2.7.3 稳定性控制和保护

AP1000 设有在线堆芯监测系统,连续显示堆芯功率分布,使操纵员能够及时地采取恰当的措施,维持稳定的轴向功率分布。在线堆芯监测系统不可用时,堆外探测器系统可以显示氙的空间振荡,使操纵员能够采取适当的对策措施。堆外探测器系统也是保护系统的一部分。

2.3 热工水力设计

2.3.1 设计基准和主要参数

2.3.1.1 设计基准

按照 ANSI 核电厂工况预计发生的频率和后果划分的 I、II、III 和 IV 类瞬态和事故工况,规定了 AP1000 堆芯热工水力设计的性能和安全要求,并且为满足这些要求确定了 AP1000 堆芯热工水力的设计基准。这些设计基准包括:在 I、II 类工况下,关于燃料完整性的设计基准;在 III 类工况下,允许少量燃料损坏、甚至不能短期恢复运行的基准;以及关于在 IV 类工况下,安全停堆并能够保持堆芯足够冷却几何的基准。

2.3.1.2 主要参数

AP1000 堆芯热工水力设计主要参数见表 5.1-4。

表 5.1-4 AP1000 堆芯热工水力设计主要参数

堆芯热功率	3400MWth
燃料发热率份额	97.4%
系统压力(名义)	15.5MPa
系统压力(最小)	15.1MPa
入口温度(名义)	279.4℃①
反应堆平均温度	300.9℃
反应堆平均温升	42.9℃①
堆芯平均温升	45.2℃①
堆芯平均温度	303.3℃①
堆芯压降	(0.28±0.028)MPa
压力容器压降,包括管嘴最小偏离泡核沸腾比(DNBR)的设计限值	(0.44±0.044)MPa
冷壁栅元	1.25/1.21②
DNB 关系式	WRB-2M
冷却剂条件	
最小测量流量(MMF)	68 500m³/h
热工设计流量(TDF)	67 200m³/h
传热有效流量	63 300m³/h③

① 基于热工设计流量和 5.9% 的旁通流量份额。

② 对堆芯和轴向偏移极限是 1.25,对其他修正热工设计方法(RTDP)分析的瞬态是 1.22 和 1.21。

③ 基于 5.9% 的旁通流量份额。

2.3.2 偏离泡核沸腾 (DNB) 和偏离泡核沸腾比 (DNBR)

2.3.2.1 DNB 准则

在核电厂正常运行和运行瞬态以及任何预计运行事件情况 (即 I、II 类工况) 下, 对最热棒在 95% 的置信度下, 不发生偏离泡核沸腾 (DNB) 的概率至少为 95%。

2.3.2.2 DNB 关系式及其限制值

AP1000 堆芯设计用的主要 DNB 关系式是 WRB-2M, 该关系式适用于 AP1000 的燃料并适用于 AP1000 的大多数工况。满足两个 95% 条件下, WRB-2M 的关系式的 DNBR 限值 1.14。

在 WRB-2M 不适用时, 将应用 WRB-2 或 W-3 关系式计算 DNBR。WRB-2 的关系式的 DNBR 限值是 1.17。WRB-2 关系式是基于有搅混翼的数据得到的。因此, WRB-2 仅适用于第一个搅混翼格架以上的加热段。在第一个搅混翼格架下面的加热区, 用 W-3 关系式计算 DNBR。此外, W-3 关系式还用于系统压力低于 WRB-2M 关系式适用范围的事故分析。系统压力在 3.52~7.04MPa 范围内时, W-3 关系式的 DNBR 限值是 1.45。对系统压力高于 7.04MPa 时, W-3 关系式的 DNBR 限值是 1.30。对某些主蒸汽管破裂事故, 压力可能在 2.11~3.52MPa 范围内, W-3 关系式可适用于该压力范围, DNBR 限值为 1.45。

2.3.2.3 DNBR 的定义

偏离泡核沸腾比 (DNBR), 可用于典型栅元 (全由燃料棒组成的流道栅元) 和冷壁栅元 (由燃料棒和非发热棒组成的栅元), 定义为

$$\text{DNBR} = \frac{q''_{\text{DNB, predicted}}}{q''_{\text{actual}}} \text{CWF}$$

$$q''_{\text{DNB, predicted}} = \frac{q''_{\text{WRB-2M}}}{F}$$

$$q''_{\text{DNB, predicted}} = \frac{q''_{\text{WRB-2}}}{F}$$

式中: $q''_{\text{WRB-2M}}$ 为用 WRB-2M 关系式计算得到的均匀临界热流密度; $q''_{\text{WRB-2}}$ 为用 WRB-2 关系式计算得到的均匀临界热流密度; F 为考虑轴向热流密度非均匀分布影响的热流密度形状因子; q''_{actual} 为当地实际的热流密度。

如用 W-3 关系式计算 DNBR, $\text{DNBR} = \frac{q''_{\text{predicted}}}{q''_{\text{actual}}}$

$$q''_{\text{predicted}} = \frac{q''_{\text{EU-W-3}} \text{CWF}}{F}$$

式中: $q''_{\text{EU-W-3}}$ 为用 W-3 关系式计算得到的均匀临界热流密度; CWF 为考虑冷壁通道的因子, 对典型通道, CWF 为 1。

2.3.2.4 棒弯曲对 DNBR 的影响

对 I、II 类工况下的 DNBR 分析, 考虑了燃料棒弯曲的影响。DNBR 分析中由于保守性产生的裕量, 或由测量的电厂运行参数 (如 $F_{\Delta H}^N$ 或堆芯冷却剂流量) 获得的额外裕量, 对 AP1000 的安全分析, 有足够的 DNBR 裕量可以补偿棒弯曲对 DNBR 的惩罚。基于 24 000MWD/MTU 的燃料燃耗, 有 1.5% DNBR 惩罚。当燃料燃耗超过 24 000MWD/MTU 以后, 由于 $F_{\Delta H}^N$ 随燃料燃耗而减小, 不需要考虑增加棒弯曲对 DNBR 的惩罚。

对 AP1000 燃料组件上部, 设有中间搅混格架, 格架间距减少到约为 0.254m, 与其他的 0.508m 格架间距相比, 极限棒弯曲产生的闭合度小于 50%。因此, 安全分析中不需考虑棒弯曲惩罚。

2.3.3 堆芯 DNB 裕度

堆芯 DNB 裕度是用修改的统计法热工设计方法计算得

到的。结果列于表 5.1-5 中。

表 5.1-5 AP1000 堆芯 DNB 裕度

项 目	典型栅元	冷壁栅元
堆芯安全限制保护的瞬态的 DNB 裕度和惩罚		
DNBR 设计限值 DL	1.25	1.25
安全分析限值 SAL	1.50	1.50
DNBR 裕度 1-DL/SAL (%)	16.70	16.70
BPF 过好估计惩罚 (%)	0.30	0.30
棒弯曲惩罚 (%)	0.00	0.00
剩余的裕度 (%)	16.40	16.40
非堆芯安全限制保护的瞬态的 DNB 裕度和惩罚		
DNBR 设计限值 DL	1.22	1.21
安全分析限值 SAL	1.50	1.50
DNBR 裕度 1-DL/SAL (%)	18.70	19.30
BPF 过好估计惩罚 (%)	0.30	0.30
棒弯曲惩罚 (%)	0.00	0.00
控制棒落棒惩罚 (%)	0.50	0.50
剩余的裕度 (%)	17.90	18.50

注 旁通流量详细分析后, BPF 过好估计惩罚可以消除。

2.3.4 堆芯 DNB 安全限值

堆芯 DNB 安全限值可以表示为冷却剂温度、压力、堆芯功率和轴向功率偏移的函数。如果核电厂稳态运行在堆芯 DNB 安全限值允许的范围以内, 那么堆芯满足 DNB 设计基准。在堆芯 DNB 安全限制基础上确定的超温 ΔT 停堆系统, 提供了对预计运行事件下堆芯的保护。用超温 ΔT 保护的瞬态, 相对冷却剂在一回路内的流动延迟, 是较慢的瞬态。对快瞬态, 如次临界和启动情况下的失控提棒事故, 将有另外的保护功能来防止堆芯损坏。

2.3.5 燃料温度

设计准则要求, 核电厂在 I、II 类工况下, 最高线功率密度不超过导致二氧化铀熔化的线功率密度的概率, 在 95% 置信度下至少为 95%。对新燃料, 二氧化铀的熔化温度是 2804℃, 燃料燃耗每增加 10 000MWD/MTU, 熔点下降 32.2℃。如果防止了燃料的熔化, 可以保持燃料的几何形状并消除燃料熔化对包壳的不利影响。通过对 I、II 类事件评价, 燃料燃耗到 75 000MWD/MTU, 仍不会出现燃料熔化。美国核管理委员会 (NRC) 批准的 AP1000 的最高燃料棒燃耗是 60 000MWD/MTU。因此, 在这样的燃料燃耗下, 满足 I、II 类工况的关于燃料温度的设计准则。

为了防止燃料中心熔化并以此作为超功率保护整定值的基础, 计算的燃料中心熔化温度取 2593℃, 作为超功率保护的极限。这为热工计算中的不确定性提供了足够的裕量。

燃料芯块内的温度分布主要与燃料的功率密度和二氧化铀的热导率有关; 但径向燃料温度分布的计算, 还考虑包壳表面的粗糙度、表面氧化和包壳间隙等因素的影响。影响热导率的因素, 如间隙大小、燃料气体内压力、气体成分、芯块密度和径向功率分布等, 对热导率影响的综合效应, 可用一个半经验的热工模型来描述。这个热工模型将用于燃料径向温度分布计算。计算得到的温度与堆内温度测量值和熔化半径数据进行了比较, 结果符合良好。确定燃料温度必须考虑以下主要因素。

2.3.5.1 二氧化铀热导率

通过对二氧化铀热导率数据的评价, 对较高的燃料温

度, 热导率可从积分热导率得到

$$\int_0^{2800} K dt = 93 \text{ W/cm}$$

设计中用的热导率曲线见图 5.1-2。图中温度从 0~1300℃ 间的曲线段, 符合国际原子能机构 (IAEA) 的推荐值。1300℃ 以上的曲线段是从 93W/cm 的积分热导率得到的。

对 95% 理论密度的二氧化铀, 热导率的表达式为

$$K = \frac{1}{11.8 + 0.0238T} + 8.775 \times 10^{-13} T^3$$

式中: K 为热导率, $\text{W}/(\text{cm} \cdot ^\circ\text{C})$; T 为燃料温度, $^\circ\text{C}$ 。

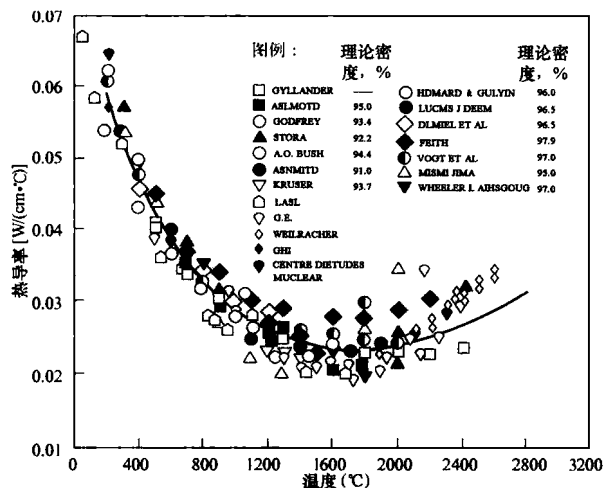


图 5.1-2 二氧化铀热导率(数据修正到 95% 理论密度)

2.3.5.2 燃料棒内的径向功率分布

为了确定燃料开始熔化的功率以及确定芯块热膨胀、燃料肿胀和裂变气体释放率等重要性能参数, 一个作为燃料燃耗的精确的径向功率分布是必需的。燃料棒内的径向功率分布是用中子迁移程序 LASER 计算得到的。通过将预计的径向燃耗和同位素分布与径向微型钻孔测量数据的比较, 对 LASER 程序进行了验证。由 LASER 程序预计的径向功率分布, 可以确定径向功率下降因子 f 。由径向功率下降因子 f 和芯块表面温度 T_i , 可通过下式确定芯块中心温度, 即

$$\int_{T_i}^{T_c} K(T) dT = \frac{q'' f}{4\pi}$$

式中: $K(T)$ 为均匀密度分布的二氧化铀热导率, $\text{W}/(\text{cm} \cdot ^\circ\text{C})$; q'' 为线发热率, W/cm ; T_i 为芯块表面温度, $^\circ\text{C}$ 。

2.3.5.3 间隙热导

芯块—包壳间隙的温降与间隙大小和间隙中的气体热导率有关。间隙热导率模型的选择应与二氧化铀热导率模型使计算得到的燃料中心温度与堆内温度测量结果相一致。

2.3.5.4 燃料棒表面传热系数

强迫对流传热系数是从 Dittus-Boelter 关系式得到的, 对压水堆棒束几何, 该关系式是保守的。关系式为

$$\frac{hD_e}{K} = 0.023 \left(\frac{D_e G}{\mu} \right)^{0.9} \left(\frac{c_p \mu}{K} \right)^{0.4}$$

式中: h 为传热系数, $\text{Btu}/(\text{h} \cdot \text{ft}^2 \cdot ^\circ\text{F})$; D_e 为等效直径, ft ; K 为热导率, $\text{Btu}/(\text{h} \cdot \text{ft} \cdot ^\circ\text{F})$; G 为质量流速, $\text{lbm}/(\text{h} \cdot \text{ft}^2)$; μ 为动力黏度, $\text{lbm}/(\text{ft} \cdot \text{h})$; c_p 为比热容, $\text{Btu}/(\text{lb} \cdot ^\circ\text{F})$ 。

当出现泡核沸腾时, 包壳壁面温度的计算式为

$$\Delta T_{\text{sat}} = [0.072 \exp(-p/1260)] (q'')^{0.5}$$

式中: ΔT_{sat} 为 $T_w - T_{\text{sat}}$, $^\circ\text{F}$; q'' 为包壳壁面的热流密度, $\text{Btu}/(\text{h} \cdot \text{ft}^2)$; p 为压力, psia ; T_w 为包壳壁面温度, $^\circ\text{F}$; T_{sat} 为在压力 p 时的冷却剂饱和温度, $^\circ\text{F}$ 。

2.3.5.5 燃料棒包壳壁面温度

额定功率稳态运行时, 由于出现泡核沸腾, 燃料棒包壳表面温度比冷却剂高几度。在寿期初, 包壳表面温度就是包壳金属外表面温度。随着堆芯运行, 由于燃料棒表面氧化和粗糙度的增加, 包壳表面温度将增加。在评价燃料中心熔化时, 要考虑随着堆芯运行包壳表面温度的增加。

2.3.5.6 功率峰因子

由于超功率瞬态 (假设 118% 的最大超功率) 或控制棒操作错误, 引起的峰值线功率密度是 $738.2 \text{ W}/\text{cm}$ 。根据燃料温度设计基准, 在燃料棒寿期内, 计算的燃料中心温度 (包括不确定性) 必须低于二氧化铀的熔化温度。假设燃料熔化温度是 2597°C , 防止燃料中心熔化的峰值线功率密度大于 $738.2 \text{ W}/\text{cm}$ 。因此, 超功率瞬态或控制棒操作错误的峰值线功率密度造成的中心温度, 低于熔化的温度。

2.3.6 冷却剂流动堵塞对燃料行为的影响

2.3.6.1 对 DNBR 限值的影响

在燃料组件或堆芯外的冷却剂流道内, 可能出现冷却剂流道被阻塞。阻塞程度相同情况下燃料组件内堵塞比堆芯外堵塞, 对燃料棒行为的影响更明显。这两种情况都可以造成局部冷却剂流量的减少。在分析对燃料棒影响时, 不但需要考虑堆内局部流量减少的多少, 而且要考虑沿流量方向流量减少的影响有多大。冷却剂流道堵塞效应可通过分析和实验两种方法来确定, 实验数据可通常用来验证分析工具。

VIPRE-01 程序基于子通道的分析, 可以预计燃料组件内局部流量堵塞对 DNBR 的影响。对类似西屋公司设计的燃料组件, VIPRE-01 程序可以精确预计组件入口管座完全堵塞时在组件内的流量分布。分析表明, 在堵塞下游约 76cm 处流量已经全部恢复。质量流率的减少和焓的增加不会在燃料组件下部达到 DNBR 限值。

不少实验的结果表明, 燃料组件内局部流道堵塞, 对子通道焓升几乎没有影响。事实上, 由于局部流道堵塞可能将促进湍流, 因此不会对 DNBR 有明显的不利影响。

2.3.6.2 对燃料棒行为的影响

冷却剂流道的堵塞会引起横流并形成湍流。如果横流明显, 将影响燃料棒的行为, 引起燃料棒的振动。如果横流流速超过为流体弹性稳定性确定的限制值, 将导致严重的涡流。超过限值的横流流速将导致燃料棒在格架支撑位置的磨损。在燃料棒磨损评价中, 已考虑流致振动的燃料棒磨损。

2.3.7 仪控要求

2.3.7.1 堆内测量

堆内仪表系统的首要功能是用于提供堆芯的三维中子通量分布图。中子通量分布图将用于校核反应堆保护系统和安全监测系统堆外的中子探测器, 还可用于优化堆芯性能。AP1000 的堆内探测器和堆芯出口热电偶在同一个仪表通道, 堆内仪表系统向保护和安全监测系统提供所必需的监测堆芯出口温度信号。

堆内仪表系统由堆内仪表组件、相应的信号处理系统和数据处理设备所组成。堆内仪表组件包括固定式堆内探测器和堆芯出口热电偶。AP1000 有 42 个堆内仪表组件, 每个仪表组件有多个固定式堆内探测器和一个堆芯出口热电偶。

仪表测量管通过反应堆压力容器顶盖和堆内构件插入反应堆活性区。堆内探测器输出信号在安全壳内数字化后输出

安全壳。堆内仪表系统的信号处理软件利用固定式堆内探测器信号,能够精确计算堆芯三维功率分布。得到的三维功率分布,可用于对堆外核测进行刻度或矫正。当反应堆运行在约20%额定功率以上时,堆内测量系统还可用于确定堆芯功率分布是否在技术规范书规定的运行限制以内。利用42个堆内仪表组件中最少的一组堆内仪表组件,可以确定堆芯平均轴向偏移。在核模型校核以前,最少的一组堆内仪表组件的数目至少为30个堆内仪表组件能够运行,而且每个象限至少有两个堆内测量组件;在核模型校核以后,最少堆内仪表组件的数目为21个仪表组件运行,而且每个象限至少有两个组件运行。每次堆芯新装料以后,需进行核模型校核。

2.3.7.2 超温 ΔT 和超功率保护

超温 ΔT 停堆是堆芯发生低DNBR事件时防止燃料损坏,超功率停堆是堆芯出现超功率(即燃料棒发热率保护)瞬态时保护堆芯。确定超温 ΔT 和超功率停堆整定值,主要由每条环路的冷却剂温度、冷却剂系统压力和堆芯轴向功率分布等电厂参数确定。

2.3.7.3 最大功率输出限制

源量程、中间量程和功率量程的中子探测器信号,用于监测相应量程范围的反应堆功率输出。在AP1000压力容器和一次屏蔽之间围绕反应堆的8个径向位置,设置了12个中子探测器。初级中子源在堆芯约1/8的高度,4个源量程比例计数器置于有最高中子通量的位置。4个中间量程脉冲裂变室放在与源量程探测器同一个仪表井内,并置于1/2堆芯高度。4个功率量程不饱和和电离室组件垂直安置在堆芯的4个角。每个功率量程探测器提供两个信号,它们分别对应于堆芯每个象限的上部和下部。上述三个量程的探测器从完全停堆状态到120%满功率范围内,提供对中子通量的监督以及具有记录高达200%满功率的超功率瞬态的能力。功率量程通道的主要功能有:控制棒弹棒事故时的超功率保护、控制棒落棒事故时的保护、避免不利的堆芯功率分布对堆芯的损坏、控制棒速控制以及堆芯象限功率倾斜报警。

2.4 堆芯燃料管理

AP1000堆芯燃料管理主要包括三大部分内容:18个月平衡燃料循环、普通18个月第一燃料循环和过渡循环以及先进第一燃料循环和过渡循环。由于普通18个月第一燃料循环和过渡循环基本采用通常的技术和方法,所以这里仅介绍18个月平衡燃料循环和先进第一燃料循环。AP1000采用长燃料循环(18个月)和高燃耗(平均卸料燃耗达到50GWD/MTU)的管理策略,并满足规定的日负荷跟踪能力和能量输出要求。同时AP1000堆芯燃料管理必须满足如下的设计基准或安全裕度要求:

- (1) 在功率运行条件下,慢化剂温度系数不大于 $0\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ 。
- (2) 核焔升热管因子 $F_{\Delta H}^N \leq 1.65$ 。
- (3) 总热流密度热管因子 $F_Q \leq 2.60$ 。
- (4) 最小偏离泡核沸腾比(DNBR)裕度不小于15%。
- (5) 热停堆裕度不小于 $1.6\%\Delta k$ 。
- (6) 最大燃料组件和燃料棒卸料燃耗分别小于60 000MWD/MTU和62 000MWD/MTU。

AP1000堆芯燃料管理的结果及其分析表明,AP1000堆芯设计有足够的实现基本的或先进的18个月第一燃料循环和相应的过渡循环、18个月平衡循环以及16/20个月交替平衡循环等燃料管理策略。这些燃料管理策略在满足反应堆的负荷跟踪能力要求和有关安全设计准则的同时,达

到比较高的平均卸料燃耗,显著改进了燃料循环的经济性能。

2.4.1 18个月平衡循环

2.4.1.1 堆芯燃料装载和燃耗

平衡循环采用18个月换料策略。每次换64个燃料组件,添加的64个新燃料组件,有 $4.450\text{w}/\text{o}^{235}\text{U}$ 和 $4.950\text{w}/\text{o}^{235}\text{U}$ 两种富集度,平均富集度是 $4.5417\text{w}/\text{o}^{235}\text{U}$ 。换料堆芯采用低泄漏的燃料装载方式(见图5.1-3),以降低堆芯的中子泄漏。平衡循环仅用一体化的硼化锆(ZrB_2)作可燃毒物(IFBA),堆芯共装有7616根IFBA可燃毒物。可燃毒物的应用不仅使慢化剂温度系数满足规定的要求,而且对堆芯功率分布进行控制,使功率分布不超过规定的限制值。为了提高燃料的有效利用和改进轴向功率分布,在燃料棒两端长约20.3cm区域的富集度低于中心区域的富集度,为 $3.20\text{w}/\text{o}^{235}\text{U}$,可燃毒物的长度比活性区高度短,约365.8cm,在燃料棒两端留出约30.4cm区域无可燃毒物(见图5.1-4)。



图 5.1-3 18个月平衡循环燃料装载

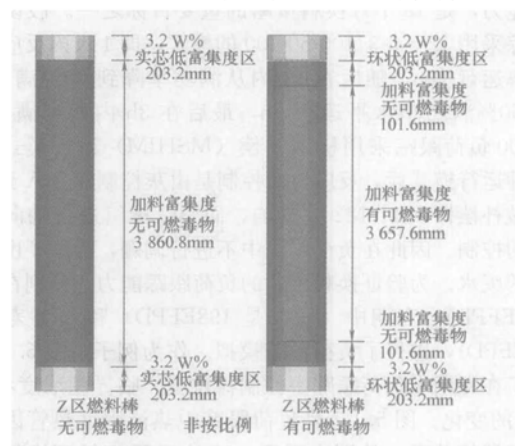


图 5.1-4 18个月平衡循环Z区燃料(添加燃料)轴向分区设计

平衡循环假设的燃料循环长度为510个等效满功率天(EFPD),对应的循环燃耗是20 603MWD/MTU,批平均卸料燃耗为50 553MWD/MTU。组件最大平均卸料燃耗预计为54 859MWD/MTU,最大燃料棒平均卸料燃耗预计为58 257MWD/MTU,都满足允许的燃料最大卸料燃耗限制

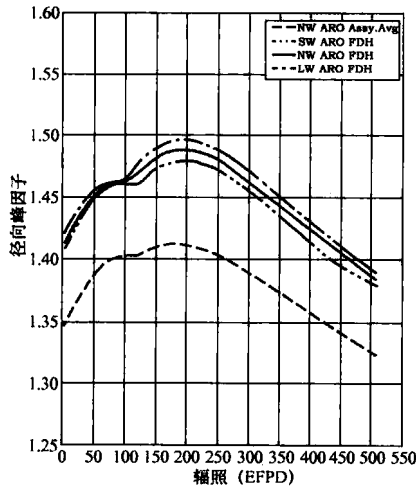


图 5.1-5 18 个月平衡循环堆升
热管因子 $F_{\Delta H}$ 随燃耗变化

值。即使考虑前一循环的燃耗是增加 30EFPD 后的长窗口，燃料组件和燃料棒的最大燃耗仍满足规定的限制值。

2.4.1.2 功率分布

图 5.1-5 是 18 个月换料的堆升热管因子 $F_{\Delta H}$ 随循环寿期变化的曲线。对 $N-1$ 循环（即前一循环）名义燃耗窗口（循环长度为 510EFPD），在燃耗 198EFPD 时出现 1.489 的 $F_{\Delta H}$ 最大值。考虑 4% 的不确定因子， $F_{\Delta H}$ 是 1.549，离 1.65 的 $F_{\Delta H}$ 限制值还有 6% 的裕量。如果 $N-1$ 循环的循环长度为 480 EFPD 或 540EFPD（即考虑 ± 30 EFPD 的燃耗窗口），最大堆升热管因子 $F_{\Delta H}$ 仍满足不超过 1.65 的限制值。

对热流密度热管因子 F_Q 在名义燃耗窗口时最大值是 1.754，考虑了计算不确定性、工程热管因子和格架影响后， F_Q 增加到 1.924，离 F_Q 限制值 2.6 还有 26% 的裕度，它足以支持负荷跟踪运行。考虑 ± 30 EFPD 的燃耗窗口后 F_Q 相对名义燃耗窗口时的值仅增加 0.5%，仍能够满足功率分布控制的要求。

2.4.1.3 负荷跟踪能力

平衡循环换料堆芯，在 85% 的循环期内具有日负荷跟踪的能力，是 18 个月换料策略的重要目标之一。假设日负荷跟踪采用 12-3-6-3/100-50-100 的模式，即 1 天内反应堆在满功率运行 12h，随后在 3h 内从满功率降到 50% 满功率，并在 50% 满功率水平运行 6h，最后在 3h 内回到满功率。AP1000 负荷跟踪采用机械补偿 (MSHIM) 运行模式。采用这种运行模式后，反应性的控制是由灰控制棒 MA 到 MD 和机械补偿棒 M1、M2 完成的，而 AO 棒组进行轴向功率分布的控制。因此在负荷跟踪中不进行调硼，消除了由调硼产生的废水。为验证换料堆芯的负荷跟踪能力，分别在寿期初（4EFPD）、寿期中（假设是 198EFPD）和 85% 寿期末（445EFPD），进行了负荷跟踪模拟。作为例子，图 5.1-6 中显示了在寿期末负荷跟踪中控制棒位置、临界硼浓度和 AO 及 ΔI 的变化。图 5.1-7 是负荷跟踪中热流密度热管因子与轴向偏移的关系。从图中看到，18 个月平衡循环换料堆芯采用机械补偿运行模式，控制棒有足够的满足负荷跟踪的要求。负荷跟踪中的功率分布（热管因子和轴向偏移 AO）离开限制值还有较大的裕量。

2.4.1.4 换料堆芯的安全评价

18 个月平衡循环燃料管理策略，遵守包括已经知道的功率分布和其他所有规定的限制。

(1) 在寿期初、热态零功率、无氙和控制棒全提出堆芯

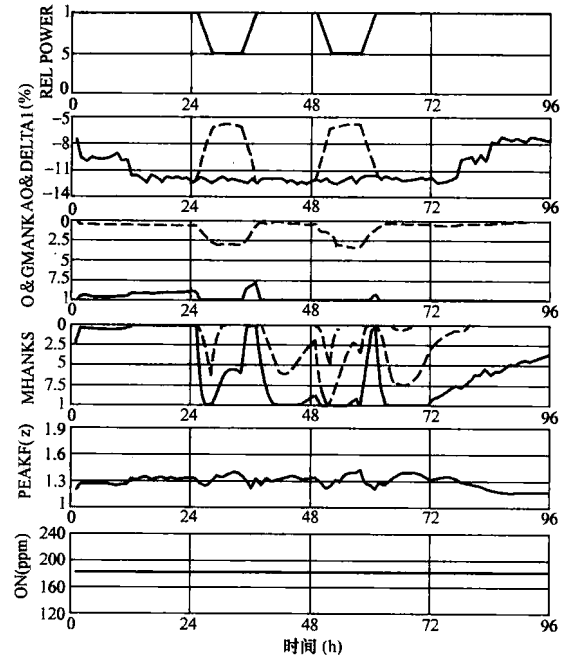


图 5.1-6 18 个月平衡循环寿期末
(445EFPD) 负荷跟踪模拟

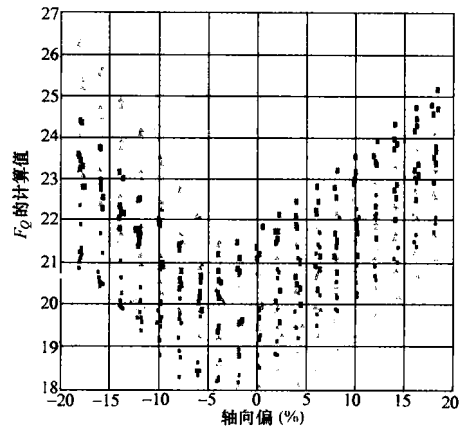


图 5.1-7 负荷跟踪中热流密度热管因子
与轴向偏移的关系

(ARO) 时，慢化剂温度系数 (MTC) 预计是 $-0.6 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$ ，满足慢化剂温度系数不大于 $0 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$ 的要求。由于换料堆芯初始装有相当数量的 IFBA 可燃毒物以及它的燃耗，在约 50EFPD 时 MTC 出现最大值 $+0.3 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$ ，稍超过 MTC 的限制值 $0 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$ 。通过控制棒的有限插入，该设计准则很容易得到满足。对 18 个月平衡循环换料堆芯，一个灰控制棒组的部分插入，而其他控制棒组在堆外，就可使 50EFPD 时的 MTC 变成负值。在采用机械补偿运行模式时，要有灰控制棒组插入。并且灰控制棒组需要尽可能深地插入堆芯，以使机械补偿运行中不进行调硼。因此，机械补偿运行模式和使 MTC 不出现正值而采取的控制棒有限地插入措施是一致的。

在平衡循环寿期末，在热态满功率、平衡氙和所有控制棒在堆外 (ARO) 时，MTC 的预计值是 $-63.5 \text{ pcm}/^\circ\text{C}$ ，对应的慢化剂密度系数是 $(+0.3 \Delta k) \text{ g}/\text{cm}^3$ ，小于安全分析中用的限制值 $(0.47 \Delta k) \text{ g}/\text{cm}^3$ 。

(2) 平衡循环寿期初，预计的热停堆裕度是 $3.72\% \Delta \rho$ ；平衡循环寿期末，预计的热停堆裕度是 $3.21\% \Delta \rho$ ，都满足安全分析的限制值 $1.6\% \Delta \rho$ 。热停堆裕度计算时，考虑了

3.9℃的慢化剂温度和测量仪表的不确定性、2% $\Delta\rho$ 的控制棒允许插入量、7%的控制棒价值计算不确定性以及假设最大价值控制棒全卡在堆外。

慢化剂温度 20℃时,在循环期初,1% $\Delta\rho$ 停堆深度预计的硼浓度为 1645ppm,在循环期末预计硼浓度是 693ppm,计算时考虑了最大价值控制棒的卡棒和 100ppm 的不确定性。

(3) 18 个月平衡循环换料堆芯换料时假设慢化剂温度是 20℃, K_{eff} 为 0.95 时预计的硼浓度是 1942ppm。计算时假设所有控制棒插入堆芯,同时考虑 100ppm 的不确定性。

2.4.2 先进 18 个月第一燃料循环

AP1000 第一燃料循环设计,除了普通 18 个月第一燃料循环设计外,还提出了先进 18 个月第一燃料循环管理策略。先进第一燃料循环的设计特点包括:

(1) 堆芯燃料装载模拟典型低泄漏换料堆芯的反应性分布,减少中子泄漏。

(2) 对较高铀-235 富集度的燃料组件,采用径向富集度分区,降低功率峰因子。

(3) 利用轴向可燃毒物分区,改进轴向功率分布和降低功率峰因子。

2.4.2.1 堆芯燃料装载和燃料组件设计

先进第一循环堆芯有 157 个新燃料组件,平均铀-235 富集度燃料为 2.782 8w/o。堆芯燃料组件轴向内区用 6 种不同的铀-235 富集度燃料与不同的可燃毒物配置,在堆芯组成如图 5.1-8 中那样的六区(即 A、B、C、D、E 和 F 区)燃料装载。A 和 B 区燃料的富集度较低,模拟经过燃耗的燃料,它们中的绝大部分组件在一个燃料循环后将卸出堆芯。对富集度较低的燃料组件,如 A、B 和 C 区的燃料,在轴向不分区也不带可燃毒物。

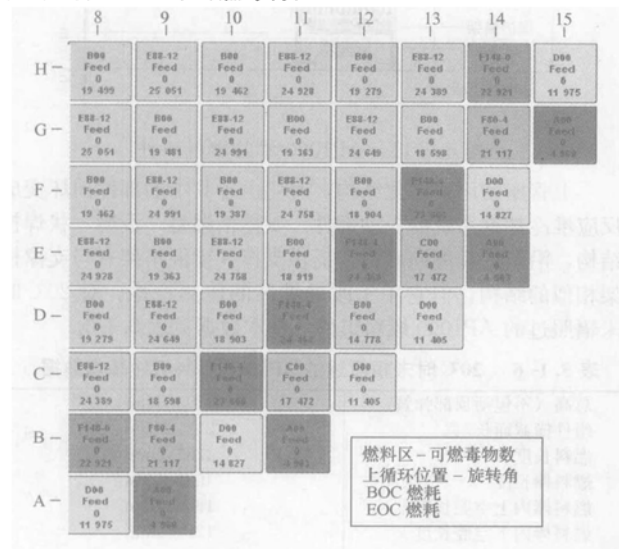


图 5.1-8 先进第一燃料循环堆芯燃料装载

为了有效提高燃料的利用,有较高富集度的 D、E 和 F 区的燃料富集度在轴向分两区,例如图 5.1-9 是 D 区燃料富集度在轴向的分区。此外, E 和 F 区的燃料在组件内还采用由多种不同富集度的燃料棒组成的径向分区,主要目的是展平组件内的功率分布。例如图 5.1-10 是 E 区燃料组件内的多种富集度燃料棒分区和布置, E-88-12 表示有 88 根 IFBA 可燃毒物和 12 根 WABA 可燃毒物的 E 区燃料组件。A、B、C、D 和 E 区的平均富集度分别为 0.740 0w/o、1.655 0w/o、2.800w/o、3.052 9w/o 和 3.726 8w/o。在 F 区中由于 F80-4 与 F148-0、F148-4 的 IFBA 可燃毒物数目不同,因此 F80-

4 与 F148-0、F148-4 的铀-235 富集度有微小差别,它们分别是 4.229 1w/o 和 4.235 0w/o。

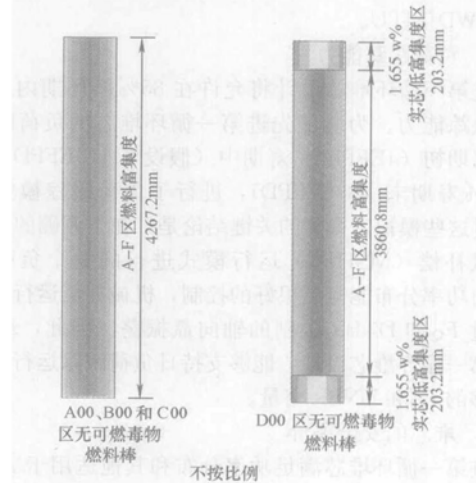


图 5.1-9 先进第一燃料循环 A-F 区燃料轴向燃料设计

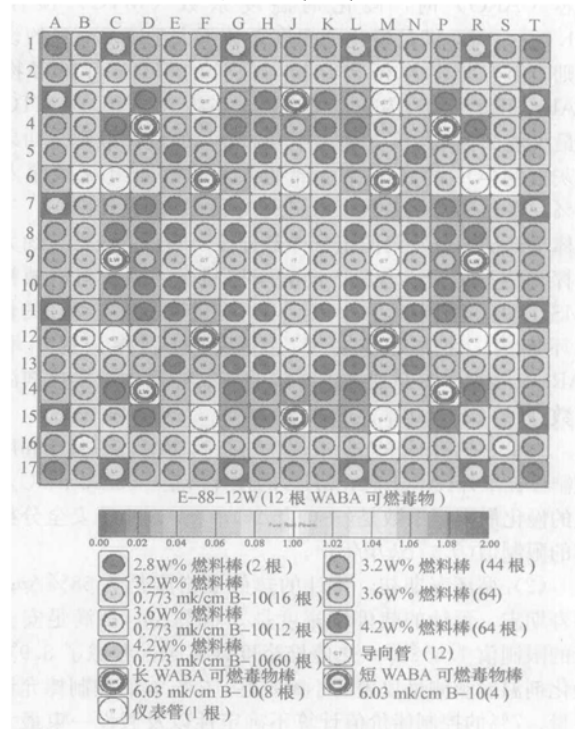


图 5.1-10 E-88-12 区燃料组件内径向分区

先进第一循环采用 IFBA 和 WABA 两种可燃毒物,实现对堆芯功率分布和慢化剂温度系数的控制。WABA 可燃毒物有三种不同的吸收体堆砌高度,并且有更靠近堆芯底部的轴向不对称布置,这样可以得到更好的轴向功率分布。堆芯共用 6768 根 IFBA 可燃毒物和 528 根分列式 WABA 可燃毒物。

2.4.2.2 功率分布和燃耗

热态满功率、所有控制棒提出堆外 (ARO) 条件下,燃料循环到 250EFPD 时,出现最大焓升热管因子 $F_{\Delta H}$ 为 1.465。考虑 4% 的总不确定性因子后,最大 $F_{\Delta H}$ 为 1.524,离 $F_{\Delta H}$ 的限制值 1.65 还有 8% 裕量。在同样条件下稳态总功率峰因子 F_Q 的最大值为 1.738,如果考虑 5% 的计算不确定性,3% 的工程热管因子和 1.4% 格架因子后, F_Q 的最大值为 1.926,离 2.60 的 LOCA 的 F_Q 的限制值有约 26% 的裕量,这足以支持负荷跟踪运行。

先进第一循环长度为 465 等效满功率天 (EFPD),对

应的循环燃耗为 18 673MWD/MTU。最大燃料组件平均燃耗为 25 051MWD/MTU，最大燃料棒平均燃耗为 27 228MWD/MTU。

2.4.2.3 负荷跟踪能力

先进第一循环堆芯设计将允许在 85% 循环期内，具有日负荷跟踪能力。为验证先进第一循环堆芯的负荷跟踪能力，在寿期初（4EFPD）、寿期中（假设是 199EFPD）和在近似 85% 寿期末（398EFPD），进行了负荷跟踪模拟和分析。通过这些模拟，得到的关键结论是，在不调硼的情况下采用机械补偿（MSHIM）运行模式进行的整个负荷跟踪中，轴向功率分布能得到很好的控制，机械补偿运行不产生导致超过 F_Q 和 DNBR 限制的轴向功率振荡。因此，AP1000 的先进第一循环堆芯设计，能够支持日负荷跟踪运行，同时维持足够的 F_Q 和 DNBR 裕量。

2.4.2.4 堆芯的安全评价

先进第一循环堆芯满足功率分布和其他适用于 AP1000 堆芯的安全限制。

（1）在反应堆初始、热态零功率、无氙和控制棒全提出堆芯（ARO）时，慢化剂温度系数（MTC）预计是 $-1.0\text{pcm}/^\circ\text{C}$ ，满足慢化剂温度系数不大于 $0\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 的设计准则。由于堆芯初始装有相当数量的 IFBA 可燃毒物和 WABA 可燃毒物以及它们的燃耗，在约 75EFPD 时 MTC 出现最大值 $2.3\text{pcm}/^\circ\text{C}$ ，超过了 $0\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 的设计准则。如果四组灰控制棒中的三组棒全部插入，而第四组灰棒插入约 60%，慢化剂温度系数可以满足 $0\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 的设计准则。三组灰棒全部插入以及第四组灰棒部分插入的总反应性，约为控制棒允许插入量 $2\%\Delta\rho$ 。同时灰控制棒的插入与机械补偿（MSHIM）运行相一致。因此，对先进第一燃料循环的整个循环期内，在热态零功率、无氙和控制棒全提出堆芯（ARO）情况下，只要考虑有限的控制棒插入，慢化剂温度系数（MTC）可以满足不大于 $0\text{pcm}/^\circ\text{C}$ 的准则。

在第一燃料循环寿期末，在热态满功率、平衡氙和所有控制棒在堆外（ARO）时，MTC 的预计值是 $-53.9\text{pcm}/^\circ\text{C}$ ，对应的慢化剂密度系数是 $(+0.25\Delta k)\text{g}/\text{cm}^3$ ，小于安全分析中用的限制值 $(0.47\Delta k)\text{g}/\text{cm}^3$ 。

（2）循环寿期初，预计的热停堆裕度是 $5.58\%\Delta\rho$ ；循环寿期末，预计的热停堆裕度是 $3.60\%\Delta\rho$ ，都满足安全分析的限制值 $1.6\%\Delta\rho$ 。热停堆裕度计算时，考虑了 3.9°C 的慢化剂温度和测量仪表的不确定性、 $2\%\Delta\rho$ 的控制棒允许插入量、7% 的控制棒价值计算不确定性以及假设一束最大价值控制棒全卡在堆外。

在循环期初慢化剂温度 20°C 时，预计 $1\%\Delta\rho$ 停堆深度时的硼浓度为 940ppm，在循环期末预计的硼浓度是 589ppm，计算时考虑了最大价值控制棒被卡在堆外和 100ppm 的不确定性。

（3）假设慢化剂温度为 20°C ，先进第一燃料循环所有新燃料都在堆芯且 k_{eff} 为 0.95 时，预计的硼浓度是 1180ppm。计算时还假设一束最大价值控制棒卡在堆芯外，同时考虑 100ppm 的不确定性。

2.5 AP1000 燃料

AP1000 燃料设计包括 AP1000 燃料组件以及堆芯相关部件设计。

AP1000 堆芯采用的燃料，是基于 RFA 燃料组件（Robust Fuel Assembly）和 RFA-2 燃料组件（Robust Fuel Assembly-2）并经改进的 AP1000 燃料，它包括了在抗腐蚀、燃耗性能、抗异物、机械稳定性、热工水力性能和核性

能等方面的所有改进。

2.5.1 AP1000 燃料组件的基本参数

AP1000 燃料组件是 17×17 加长型（XL）燃料组件（见图 5.1-11）。每个燃料组件有 264 根包壳材料为 ZIRLO™ 的燃料棒，24 根控制棒导向管（在第一燃料循环，部分组件的导向管位置放置硼玻璃或 WABA 可燃毒物）以及 1 根仪表测量管。每个燃料组件有 15 个格架，其中 8 个支撑格架，4 个搅混格架以及保护格架、底部格架和顶部格架各一个。燃料组件的上、下管座是可拆卸的，这样可以更换损坏的燃料棒。

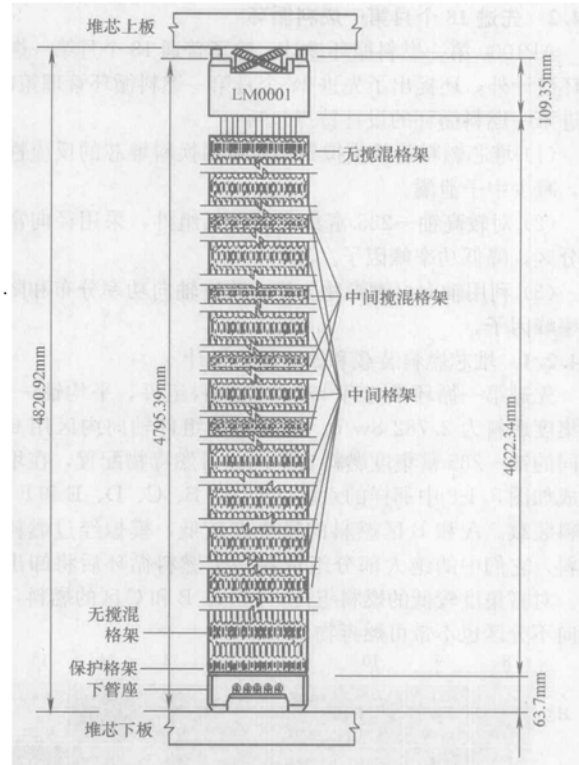


图 5.1-11 AP1000 堆芯燃料组件

上管座使用一体化结构，避免由于其中的部件损坏变成反应堆冷却剂系统的松动部件。支撑格架是“蛋筊”状焊接结构，沿组件长度向燃料棒提供支撑。搅混格架有与支撑格架相似的结构，但它用于改进堆芯的传热特性。对 20°C 时未辐照过的 AP1000 燃料组件，基本数据见表 5.1-6。

表 5.1-6 20°C 时未辐照过的 AP1000 燃料组件基本数据

总高（不包括顶部弹簧）	4795.5mm
组件横截面长/宽	214.02mm
燃料长度	4267.2mm
燃料棒长度	4583.2mm
燃料棒内上空腔长度	164.47mm
燃料棒内下空腔长度	122.56mm
材料	
包壳	ZIRLO
中间支撑格架	ZIRLO
中间搅混格架	ZIRLO
下管座	304 不锈钢（低钴）
上管座	304 不锈钢（低钴）
保护格架	718 因科镍合金（低钴）
非搅混底部格架	718 因科镍合金（低钴）
非搅混顶部格架	718 因科镍合金（低钴）
燃料芯块	二氧化铀（最大 ^{235}U 富集度 5%）

目前在美国核安全当局批准允许的最大燃料棒平均卸料燃耗是 62GWD/MTU，正在进行将最大燃料棒平均卸料燃

耗的限制值提高到 72GWD/MTU 的认证。

堆芯相关部件主要包括控制棒、可燃毒物、中子源和阻力塞组件等部件。控制棒组件 (RCCA) 和灰棒控制组件 (GRCA) 都有控制棒驱动结构 (CRDM) 驱动。AP1000 第一燃料循环堆芯, 有 2 个初级中子源组件和 2 个次级中子源组件。用铜-252 作初级中子源, 铈-144 为次级中子源。铜-252 自发裂变不断放出高能中子, 为保证第一燃料循环堆芯初始装料和启动过程中次临界状态下的临界安全, 提供必需的中子计数率水平。次级中子源在第一燃料循环功率运行中被活化后, 提供同样的启动中子源。在第一燃料循环后, 初级中子源将卸出堆芯, 次级中子源将回到换料堆芯, 提供要求的启动中子源。在第一燃料循环后, 对换料堆芯可以采用无源启动。

2.5.2 AP1000 燃料主要特点

以 RFA 燃料组件和 RFA-2 燃料组件的设计为参考的 AP1000 燃料组件设计, 有下列主要特点或优点。

2.5.2.1 一体化上管座

AP1000 燃料采用一体化上管座 WIN 设计, 取消了用于约束压紧弹簧的螺栓。因此, 这种设计避免发生弹簧螺栓断裂的可能性。弹簧螺栓断裂在电厂运行中发生过, 断裂的螺栓可能进入冷却剂系统成为损坏燃料的异物。

2.5.2.2 异物过滤的下管座和保护格架

AP1000 燃料组件下管座既作为燃料组件的下部结构元件, 又是组件的第一道抗异物的屏障。下管座孔板有许多的流道孔, 这些孔的设计和加工使异物颗粒通过这些孔达到活性区燃料棒束的可能性最小, 同时又不影响燃料组件水力和结构设计的裕量。

保护格架是又一道抗异物屏障。除了格架高度较矮以及没有搅混翼外, 保护格架是与搅混格架相似的“蛋篓”状格架。保护格架的材料是因科镍合金。由于格架焊接的交点与下管座过滤孔的中心对准, 进一步减小了能够通过的异物的尺寸。

2.5.2.3 可拆卸上、下管座

燃料组件的上、下管座设计成易于拆卸。这使得更换受损的燃料棒时, 不需要更换整个燃料组件。上管座是通过管状插件胀入导向管的方法与导向管连接的。通过防松帽的套管螺栓, 将下管座与导向管连接固定。

2.5.2.4 ZIRLO 中间支撑格架

AP1000 燃料设计中支撑格架用于对燃料棒的结构支撑。ZIRLO 具有低的中子吸收, 又具有非常好的适用于格架的机械强度性能, 因此格架材料采用了 ZIRLO。AP1000 燃料的中间支撑格架采用第三代搅混翼设计。这种设计提供了更好的传热, 同时采用对称的搅混翼布置, 消除了以前搅混翼设计存在的净力和扭矩。另外, ZIRLO 堆芯格架提供了最大的磨蚀裕量。

2.5.2.5 中间搅混格架

AP1000 燃料组件上部四个中间支撑格架之间增加四个起中间流量搅混 (IFM) 作用的非结构格架 (见图 5.1-11)。这些中间搅混格架提供了额外的流体搅混, 增加了燃料的传热能力, 并使增加的压降最小燃料组件偏离泡核沸腾的热工水力性能。搅混翼布置是对称的, 以减少作用于燃料组件的扭力。中间搅混格架的材料采用 ZIRLO。

2.5.2.6 ZIRLO 包壳燃料棒

ZIRLO 为燃料棒的包壳管材料具有非常好的堆内运行性能, 这已经被近 15 年的运行所证明。ZIRLO 不断满足包括 24 个月循环和高燃耗, 以及不断提高的锂浓度等的挑战。

2.5.2.7 轴向分区

为提高燃料的有效利用, 有些燃料组件在燃料棒的顶部和底部设置铀-235 低富集度区 (顶部和底部区域的铀-235 富集度比中间部分的低)。因为这些低富集度区靠近反应堆轴向顶部和底部边界, 在这些区域的燃料利用, 不像在轴向中间部分那样有效。因此设置轴向顶部和底部的低富集度区, 将有更高富集度的燃料放在利用率高的中间区域, 提高了燃料的有效利用。设置轴向顶部和底部的低富集度区与轴向分区的可燃毒物的应用相结合, 既提高了燃料的有效利用, 又不影响堆芯的热工裕度。

2.5.2.8 一体化燃料可燃毒物

燃料组件的有些燃料棒的芯块涂有硼化锆 (ZrB_2) 作可燃吸收体。可燃吸收体用于补偿堆芯循环期初的后备反应性。这种一体化的燃料可燃吸收体 (IFBA) 与分列式 (即可燃吸收体与燃料棒是分开的) 的可燃吸收体相比, 有多方面的优点。这些优点包括: 几乎没有剩余可燃吸收体的惩罚和慢化剂的挤水、效应 (中子经济性好); 更精确地预计燃料消耗; 增加堆芯燃料装载的灵活性和节约成本等。

2.5.2.9 低钴材料的选择

AP1000 设计要求用于燃料组件的所有主要材料应是低钴材料。钴是天然存在的一种元素, 一般多存在于高镍基合金中。钴吸收中子 (活化) 后变成有放射性的 ^{60}Co 并将影响冷却剂的活性。因此低钴材料在 AP1000 设计中的应用, 符合“合理可行尽量低 (ALRA)”的设计思想。

2.5.3 AP1000 燃料的主要改进

以 RFA 和 RFA-2 燃料组件的设计为参考的 AP1000 燃料组件设计, 根据运行中的经验反馈和研究开发成果, 在许多方面进行了改进。

2.5.3.1 堆芯围板射流

堆芯围板射流是在堆芯周边靠近围板和燃料交界处的一股射向燃料的水流, 它将造成燃料棒的过大振动和磨蚀。由于在堆芯围板和吊篮的环状间隙内的向下冷却剂流, 在堆芯围板两边形成一个压差。这个压差迫使反应堆冷却剂通过任何存在于垂直围板间的间隙。在局部区域, 穿过围板间隙的冷却剂流可以产生很高的速度 (或“射流”), 严重时, 它使燃料棒包壳变薄和开裂。20 世纪 80 年代以前, 堆芯围板射流是燃料破损的首要原因。

AP1000 堆芯设计取消了堆芯围板, 改用堆芯围桶设计。在堆芯围桶设计中都用焊接连接, 没有形成“射流”必需的原先存在于垂直围板间的流道。因此, AP1000 堆芯设计消除了堆芯围板射流引起的燃料失效。

2.5.3.2 氢脆

在任何锆合金中过高的氢含量将导致氢化锆的形成。氢化锆是十分脆性的, 并且它的密度比金属锆小得多。如果在燃料棒中有足够的氢, 局部氢的集中将导致燃料失效, 并称为“第一次氢脆失效”。燃料棒中的氢, 主要来自加工过程中芯块内形成的剩余水蒸气。燃料棒发生破损后, 不管发生破损原因是什么, 水将进入燃料包壳, 并形成所谓的“第二次氢脆失效”。

在很高的燃料负载条件下, 燃料包壳水侧的腐蚀也可以造成燃料的氢脆失效。这种失效的特点是存在非常严重的氧化腐蚀, 并伴随黏附的水垢或水侧氧化层的剥落。

避免发生这种类型燃料破损的关键措施, 是对反应堆冷却剂进行化学控制。AP1000 设计在功率运行中的任何时候, 冷却剂的 pH 值始终大于 6.9, 硅及硅酸盐控制在技术规范允许的范围内。AP1000 燃料包壳材料是 ZIRLO, 有非

常好的抗腐蚀和耐锂的性能。因此 AP1000 燃料将不会发生这种类型的燃料失效。ZIRLO 包壳的各种观察结果表明,即使非常厚的氧化层,其机械性能稳定,没有发生氧化层剥落的现象。

2.5.3.3 冷却剂系统中的异物

冷却剂系统中的金属异物是损坏燃料组件结构的重要问题。这是因为燃料组件的材料是比较软的锆合金,而典型金属碎片材料是硬得多的不锈钢或因科镍合金。这些金属碎片在反应堆高压高速的冷却剂条件下,可以造成燃料的严重损坏。

为了改进燃料组件的抗异物性能,西屋公司在 1988 年开发了异物过滤下管座 (DFBN),将异物挡在下管座下面。这种设计结合异物去除 (FME) 措施,已经有效地将异物造成的燃料损坏降低到很低的水平。为进一步降低异物对燃料的损伤,作为新的抗异物措施,AP1000 设计又引入了保护格架和带保护层包壳。这些新的先进抗异物设计和 DFBN 以及 FME 措施,进一步改进了燃料组件的抗异物性能。引入新设计的燃料运行以来,没有发生异物造成的燃料损坏。此外,AP1000 引入的保护格架的交点与 DFBN 的流道孔中心对准,进一步减少了异物引起燃料损坏的可能性。AP1000 设计中,在燃料包壳底部沿轴向有 15.2cm 的氧化锆保护层。保护层的硬度是没有氧化锆保护层包壳的 3 倍,有效地防止燃料不被异物损坏。

最后,由于 AP1000 的固有特性,显著减少了反应堆冷却剂系统有关的管道、阀和泵等机械设备或部件,这意味着异物进入系统的可能性将变得更小。

2.5.3.4 燃料组件的自激振动

任何燃料组件都有一种特性,这种特性能够产生一种易于引起燃料组件自激振动的净力或扭矩。由这一机理造成的燃料失效,在所有压水堆燃料制造商(包括法马通、西门子和西屋公司)生产的燃料运行中都发生过。

对偏离泡核沸腾 (DNB) 裕量和控制棒不完全插入裕量改进的 RFA 燃料组件设计,发现有额外的自激振动裕量。事实上 RFA 燃料组件在全世界 19 个电厂运行以来,没有发现有格架与燃料棒的磨蚀泄漏。AP1000 燃料组件进一步提供了自激振动裕量,结合新的平衡的搅混翼布置以及 4 个中间搅混格架 (IFM) 的支撑,预计 AP1000 燃料组件将消除自激振动导致的燃料失效。

2.5.3.5 格架与燃料棒磨蚀 (通常磨蚀)

格架与燃料棒的磨蚀作为一种一般的燃料棒磨蚀机理,不管是哪一家制造商的燃料,几乎每一种燃料设计都发生过此类的燃料破损。

AP1000 燃料组件采用成熟的 RFA-2 定位格架,实际运行中没有观察到不良运行结果。另外,AP1000 燃料组件包括四个中间搅混格架,这些格架提供了额外的支撑和振动阻尼。因此预计 AP1000 燃料组件设计将消除格架与燃料棒磨蚀引起燃料破损的可能性。

2.5.3.6 格架与燃料棒磨蚀 (流体引起的弹性不稳定性)

燃料组件底部位置的格架与燃料棒磨蚀在美国和法国的电厂都发生过。这种磨蚀是由下腔室的不规则流体条件造成的。这种不规则流体在变成更加稳定的片状流动以前,将产生作用在燃料组件底部两个格架间的燃料棒的横流。

为解决这类燃料棒磨蚀,AP1000 燃料组件设计又作了改进。组件设计中将第一个中间支撑格架往下移,缩短与底部格架的间距,同时增加底部格架的弹簧力。这样的改进增加了对组件底部燃料棒的支撑。另外,组件设计中又引进了

保护格架。这些设计改进有助于减少或消除流体不稳定性引起的燃料棒磨蚀。

3 反应堆冷却剂系统 (RCS)

3.1 反应堆冷却剂系统的功能

3.1.1 安全相关功能

RCS 执行/支持如下的安全相关功能:

(1) 保持反应堆冷却剂的压力边界。在所有的电厂运行工况下,包容反应堆冷却剂和/或应急堆芯冷却流体,限制向安全壳释放放射性;排除 RCS 向非放射性的二回路系统(蒸汽发生器系统)以及大气之间的泄漏;具有卸压能力防止 RCS 超压。

(2) 执行/支持堆芯冷却和反应性控制。在某些瞬态和事故工况下,RCS 依靠自然循环的能力,联合反应堆系统和非能动堆芯冷却系统,带走显热和堆芯剩余热,均衡系统的温度分布,保持均匀的可溶毒物以及保证反应堆安全停堆裕量。

(3) 应急排水。RCS 有一个应急排水通道,防止事故工况下稳压器长期满溢。

3.1.2 其他执照申请相关功能

在严重事故情况下,RCS 具有排放积聚在稳压器和反应堆顶盖中不可凝结气体的功能。在长期失去堆芯热阱事故后,堆顶放气系统能防止稳压器满溢。

3.1.3 非安全的纵深防御功能

RCS 执行/支持如下的非安全的纵深防御功能:

(1) 堆芯冷却。在事故情况下,RCS (和反应堆系统一起) 将热量传递给蒸汽发生器系统。RCS 联合蒸汽发生器系统、主给水系统以及启动给水系统可以防止驱动非能动余热排出系统。

(2) RCS 压力控制。在某些事故运行工况下,RCS 通过稳压器喷雾提供控制系统压力的能力,有助于防止非能动安全系统(诸如稳压器安全阀)动作的需求;RCS 通过稳压器电加热元件提供控制系统压力的能力,通过蒸汽发生器保持自然循环冷却的能力,有助于防止非能动余热热交换器动作的需求。

(3) RCS 放汽卸压。RCS 具有手动卸压的能力,以支持缓解蒸汽发生器传热管破裂事故以及作为自动卸压防止高压熔堆的后备手段。

3.1.4 其他非安全功能

为支持电厂正常的功率运行,RCS 执行下列非安全功能:

- 1) 堆芯冷却和反应性控制。
- 2) RCS 压力控制。
- 3) 工艺过程监测。

3.2 系统描述

RCS (如图 5.1-12 和图 5.1-13 所示) 有两条环路,每条环路由一条热段主管道和两条冷段主管道、一台蒸汽发生器以及与之直接相连的两台反应堆冷却剂屏蔽电动泵组成。RCS 还包括一台反应堆压力容器、一台稳压器、自动卸压系统和反应堆压力容器顶盖放气系统。RCS 的所有设备都布置在反应堆安全壳内。

反应堆压力容器顶盖放气系统(如图 5.1-14 所示)由两条直径为 2.54cm 的平行流道组成,每一条流道有两只多重的串联电磁隔离阀。电磁隔离阀与反应堆压力容器顶盖中

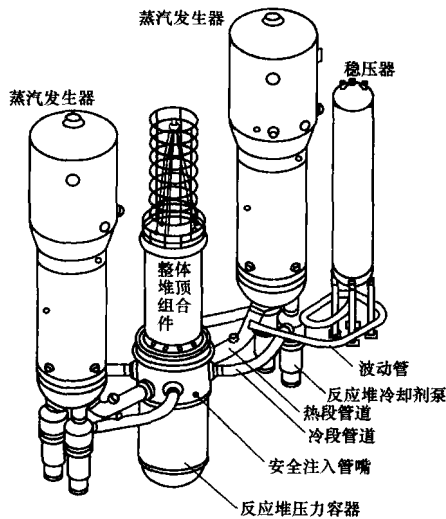


图 5.1-12 反应堆冷却剂回路

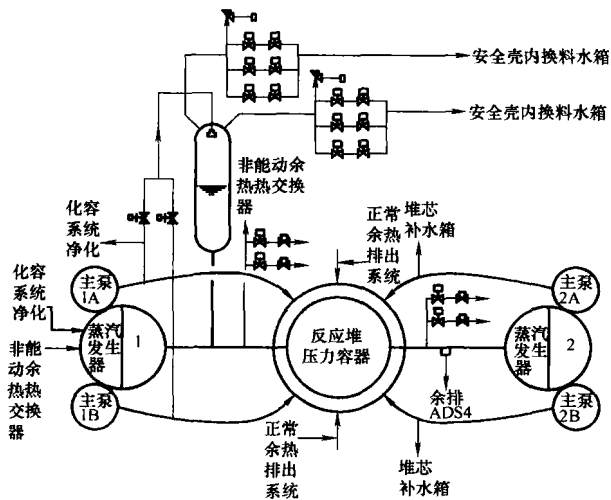


图 5.1-13 反应堆冷却剂系统

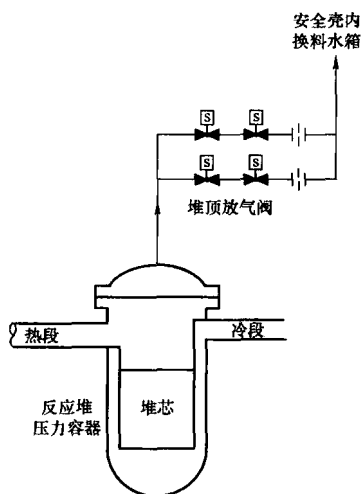


图 5.1-14 反应堆压力容器堆顶盖放气系统

心附近的一根 2.54cm 管子相连接。安装在每组隔离阀下游的孔板，用于限制反应堆压力容器顶盖放气流量。隔离阀是故障关闭、手动控制阀，它们由 1E 级直流不间断电源系统供电。

3.3 系统运行

AP1000 的系统运行模式见表 5.1-7。

表 5.1-7 AP1000 运行模式

模式	运行工况	反应性状况 k_{eff}	额定功率 (%)	平均温度 (°C)
1	功率运行	≥ 0.99	> 5	$300.9 > t_{av} > 291.7$
2	启动	≥ 0.99	≤ 5	~ 291.7
3	热备用	< 0.99	—	> 215.6
4	安全停堆	< 0.99	—	$215.6 > t_{av} > 93.3$
5	冷停堆	< 0.99	—	93.3
6	换料	—	—	71.1

3.3.1 电厂启动

电厂启动包括将电厂从冷停堆状态带到无负荷运行压力和温度的运行过程。

AP1000 建立与维持一个带蒸汽汽腔（在稳压器中保持一个汽腔）的电厂升温升压启动方法。

3.3.2 正常运行

电厂正常运行包括功率、无负荷和热备用运行阶段。

功率运行阶段包括稳态运行、不超过 5% 满功率/min 的线形功率变化、10% 满功率的阶跃功率变化（不超过满功率）以及带蒸汽排放的大阶跃降功率（甩负荷）。

当反应堆功率水平低于 15% 满功率时，反应堆采用手动控制；当反应堆功率水平高于 15% 满功率时，电厂控制系统靠控制棒运动自动保持冷却剂平均温度与功率的关系。

在无负荷运行阶段，反应堆处于临界或次临界状态。堆芯产生的热量和反应堆冷却剂泵运行产生的热量由蒸汽发生器带走。

在热备用运行阶段时，反应堆处于次临界状态。蒸汽排放控制系统处于压力控制模式，使蒸汽向主凝汽器排放，以此来保持 RCS 的无负荷温度。堆芯衰变热和反应堆冷却剂泵运转产生的热量部分用于补偿 RCS 的散热损失。

在正常运行阶段时，RCS 压力被控制在 15.4MPa（表压）左右，稳压器液位由化学容积控制系统控制。

3.3.3 电厂停闭

电厂停闭定义为将电厂从无负荷运行压力和温度带到冷停堆状态的运行过程。

在电厂停闭前，化学容积控制系统向 RCS 加入硼酸溶液，使反应堆冷却剂的硼浓度达到冷停堆要求的值。如果电厂停闭是为了换料或要求 RCS 打开的其他运行，则利用化学容积控制系统和放射性废液系统，对反应堆冷却剂除气，减少其氢和裂变气体的浓度。

电厂停闭分两个阶段：

(1) 电厂停闭第一阶段是靠 RCS 和蒸汽发生器系统共同来完成的。在这一阶段 RCS 的温度高于 176.7°C，堆芯衰变热与反应堆冷却剂热量通过蒸汽发生器传给蒸汽系统。蒸汽排放到主凝汽器。为了保持稳压器的喷雾流量，至少有一台主泵在运转，这台主泵是处在与稳压器喷雾管道相连接的 RCS 冷段回路中。为了获得附加的喷雾流量，可以两台主泵同时运转。一台主泵所提供的流量，足以通过蒸汽发生器带走堆芯衰变热与流体混合。

稳压器电加热元件断电，手动控制喷雾流量，冷却稳压器，同时保持反应堆冷却剂主泵入口压力。

(2) 电厂停闭第二阶段是靠正常余热排出系统来完成的。当反应堆冷却剂温度低于 176.7°C、压力达到 2.76~3.10MPa（表压）范围内时，进入电厂停闭第二阶段。正常余热排出系统从 RCS 的热段吸入冷却剂，经过冷却热交换器后，通过反应堆压力容器直接注射管嘴将冷却剂返

回到反应堆压力容器内。当稳压器已被冷却到与反应堆冷却剂泵运行所要求的压力相对应的饱和温度时,保持冷却剂压力和温度恒定,继续冷却回路和反应堆。在这期间,冷却剂压力保持在或高于反应堆冷却剂泵运行所要求的最小压力。当 RCS 的温度降到了 82.2℃ 时,经化学容积控制系统向 RCS 添加过氧化氢 (H_2O_2),以降低 RCS 中的放射性。为了减少氢气泡在稳压器中聚集的可能性,推荐经辅助喷雾管道向稳压器充水使它密实化,以添加 H_2O_2 。为保持反应堆冷却剂泵运行所需的系统压力,稳压器的加热器要继续运行。一旦稳压器被充满水,将由化学容积控制系统中的下泄流量控制阀控制系统压力。然后,开启稳压器的喷雾阀,循环稳压器内的水,以保持稳压器和系统水中的化学成分达到均衡。在注 H_2O_2 的全过程,为保持 RCS 冷却剂的化学成分达到均衡,反应堆冷却剂泵要继续运行。在 RCS 温度降到了 71.7℃ 之后,若 RCS 的放射性水平已降低到了计划停闭的水平,则可以停闭正在运行的反应堆冷却剂泵。

3.3.4 半管 (mid-loop) 运行

在冷停闭过程中的适当时候,操纵员可以将化学容积控制系统的下泄控制阀设置在“换料排水”模式。这时,手动关闭补水泵,下泄控制阀控制到废液系统去的排水流量。一旦 RCS 的水位达到热管顶部时,排水流量将从开始的最大流量降到 4.54m³/h。达到适当的整定值时,操纵员可以手动隔离下泄控制阀,停止降低排水流量。另外,一旦达到适当的水位时,下泄控制阀和下泄管道安全壳隔离阀将会接到一个自动关闭的信号。如果水位继续下降,控制室发报警,提醒操纵员要手动隔离下泄管道。

在电厂停闭工况下,可能要求 RCS 排水,减少其水装量达到称之为“半管”运行的状态。半管运行是为了便于蒸汽发生器的维修。

RCS 设置专用的热管段水位仪表,为操纵员提供回路水位信息。在主控制室可以进行半管运行的所有操作。

一旦达到半管运行状态,就可以进行要求的维修活动。在换料停运时,在蒸汽发生器的入口和出口管嘴中安装管嘴密封盖。管嘴密封盖允许在换料时继续蒸汽发生器的维修活动。一旦管嘴密封盖安装就位,可以开始进行要求的操作与维修活动。

3.3.5 换料

为换料移去反应堆压力容器顶盖前,将 RCS 的温度降到 51.7℃,并去除氢和裂变产物。稳压器放气,开始 RCS 排水。当换料水位仪表指示冷却剂水位已经低于反应堆压力容器放气口时,压力容器顶盖放气。然后继续排水一直到水位低于反应堆法兰面为止。

乏燃料池的水首先靠重力然后由乏燃料池冷却系统泵将换料通道充满水。因为乏燃料池冷却系统直接向换料通道充水,因此不需要通过反应堆压力容器充水。当换料通道充满水后,可以提升反应堆压力容器顶盖。

3.3.6 电厂在瞬态和事故工况下运行

RCS 的反应堆压力容器顶盖放气部分提供多重的、安全有关的、远距离操纵的反应堆压力容器顶盖放气通道,用于防止在某些设计基准事件情况下稳压器满溢。在某些设计基准非 LOCA 事件情况下,堆芯补水箱长期 (>30min) 运行会引起稳压器水位增加,最终可能被水充满。在这种情况下,当稳压器水位增加到某一高水位时,从控制室手动开启反应堆压力容器顶盖放气阀,以防止通过稳压器安全阀排水。反应堆压力容器顶盖放气阀将排放 RCS 的水,减少稳

压器的水位,防止稳压器满溢。

在严重事故情况下,反应堆压力容器顶盖放气阀用于排放可能积聚在压力壳顶盖内的非凝结气体。由于自动卸压系统 (ADS) 阀的有效性,与目前运行的电厂相比,在严重事故情况下,利用反应堆压力容器顶盖放气阀的必要性降低了。

4 AP1000 安全系统

4.1 非能动余热排出系统 (PRHRS)

4.1.1 系统功能

非能动余热排出系统的功能是在电厂瞬态、事故期间,当反应堆正常热量导出失效时排出堆芯的衰变热。此排热功能在反应堆冷却剂系统 (RCS) 各种工况 (包括停堆工况) 下均有效。在换料工况,当安全壳内置换料水箱 (IRWST) 的水充入换料水池时,若非安全相关的正常余热排出系统 (RNS) 失效,堆芯的衰变热靠换料水池内水的自然循环导出。

4.1.2 系统描述

非能动余热排出系统是非能动堆芯冷却系统 (PXS) 的组成部分之一。系统的主要设备是非能动余热排出 (PRHR) 热交换器。该热交换器布置在属于非能动安注系统 (PSIS) 的 IRWST 内,换料水箱内的水作为 PRHR 热交换器的冷却介质。系统还包括相应的管道、阀门和仪表。

图 5.1-15 表示非能动余热排出系统的流程原理图。IRWST 的位置高于反应堆,PRHR 热交换器上联箱的入口管与 RCS 1 号环路的主管道热段相连接。入口管路上装有一个常开的电动阀。下联箱的出口管路上有两个多重的并联常关气动阀。反应堆正常运行时,一旦蒸汽发生器失去给水,或 PSIS 堆芯补水箱投入运行,则出口管路上的两个气动阀自动打开。由于 PRHR 热交换器和反应堆之间存在着位差和温差,因此气动阀打开后即产生反应堆冷却剂的自然循环流,其方向与主泵产生的强制流方向相同。主泵脱扣前,主泵能同时为 PRHR 热交换器提供强制流。主泵停止后反应堆的衰变热继续由自然循环方式传至换料水箱。

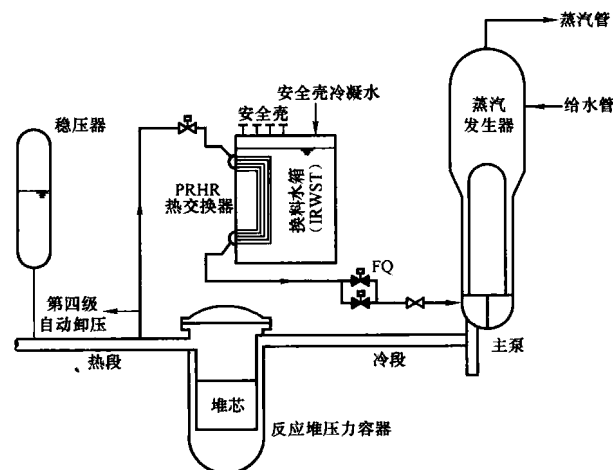


图 5.1-15 AP1000 非能动余热排出系统 (PRHRS)

PRHR 热交换器投入约 2h,换料水箱内的水达到饱和温度,箱内产生的蒸汽进入反应堆安全壳,并由安全壳的壁面冷却。冷凝水沿钢壳内壁向下流,在安全壳运行平台处,由安全级的集水槽收集后被引回换料水箱内,冷凝水继续作为热交换器的冷却介质。电厂正常运行时,集水槽中收集的水被引向地坑。一旦 PRHR 热交换器投入运行,集水槽疏

水管上的安全级隔离阀自动关闭,集水槽中满溢的水直接进入换料水箱。钢安全壳外壁由非能动安全壳冷却系统(PCX)喷洒水形成的水膜和安全壳外自然对流的空气进行冷却,最后将反应堆的衰变热排入最终热阱——大气。

非能动余热排出系统有能力在 36h 内将 RCS 的温度降至 215℃, 以进入安全停堆状态。在蒸汽发生器失去排热功能的全冷却剂丧失事故 (LOCA) 下, 系统足以使 RCS 卸压, 并达到正常余热排出系统投入的工况。

PRHR 热交换器由上下的进出口联箱将 C 形管束连在一起。管束被支撑在换料水箱内, 其顶部低于换料水箱水位 0.5m 以上。

4.1.3 系统运行

电厂正常运行时, PRHR 热交换器承受 RCS 的高压, 并处于换料水箱的低温状态。热交换器入口管的高点设有非凝结气体的连续检测。入口管若有积气, 运行人员可手动放气。系统处于应急备用状态。

4.1.3.1 电厂非 LOCA 瞬态事件

需要投入 PRHR 热交换器的非 LOCA 瞬态事件主要有：
丧失蒸汽发生器的给水、给水管破裂、大气释放阀误开，主
蒸汽管破裂，蒸汽发生器传热管破裂等事件。

(1) 丧失给水。

丧失给水的主要特征是蒸汽发生器出现低液位，造成 RCS 的加热瞬态。最严重的事件是在满功率下失去全部给水。PRHR 热交换器根据任一台蒸汽发生器 2/4 窄量程低液位信号和任一条给水管线 1/2 低启动给水流量信号相符合，或根据任一台蒸汽发生器 2/4 宽量程低液位信号自动投入，以排出反应堆的衰变热。随着 RCS 降温，稳压器 2/4 液位低于低-2 整定值时，堆芯补水箱（CMT）自动投入。稳压器的低液位信号同时触发主泵脱扣，PRHR 热交换器在自然循环方式下运行。CMT 的自动投入保持了 RCS 的水装量，并注入浓度较高的硼酸溶液，以防止反应堆重返临界。但此瞬态不会触发自动卸压系统（ADS）和安注箱的投入。然后运行人员稳定电厂工况，待 RCS 降温降压至规定值后投入正常余热排出系统。

(2) 主蒸汽大量释放。

最严重的主蒸汽大量释放事件发生在零功率工况时，它造成 RCS 的冷却瞬态。此事件发生后，首先由安全驱动信号（SA）触发紧急停堆，并投入 CMT 的注射。PRHR 热交换器则由 CMT 的注射信号触发而自动投入。过程开始阶段，由于 RCS 的快速冷却，反应堆可能重返临界。随着 RCS 冷却速率的减缓和 CMT 较高浓度的硼溶液注入，反应堆返回次临界状态。在此瞬态下，RCS 的降压幅度足以使安注箱投入；但 CMT 未排空，不会出现 CMT 低液位信号而动作自动卸压系统。

4.1.3.2 减少 RCS 水装量事故

(1) 蒸汽发生器传热管破裂。

传热管破损后,稳压器液位的下降,导致化容系统的补水泵自动投入,反应堆紧急停堆。并由蒸汽发生器低液位信号自动投入启动给水泵,以保持蒸汽发生器的程控液位。然后,运行人员隔离故障的蒸汽发生器,降低 RCS 的温度和压力,以减少反应堆冷却剂的泄漏量。若因运行人员操作不及时,或启动给水泵发生超流量故障而导致蒸汽发生器出现高液位,则安全相关的满溢保护动作,自动隔离启动给水泵和化容系统的补水泵。补水泵停运后,CMT 根据稳压器低-2 液位信号自动投入。CMT 的注射信号则驱动 PRHR 热交换器的投入,并同时停主泵。此时反应堆的衰变热由

PRHR 热交换器通过自然循环传递给换料水箱内的水。蒸汽发生器传热管破裂一般不会触发自动卸压系统的动作信号。待工况稳定后,即可投入电厂的正常余热排出系统。

(2) 小 LOCA 事故。

若 RCS 的破口流量小于化容系统补水泵的补水能力, PRHR 热交换器不会自动投入。一台补水泵能补偿当量直径为 9.5mm 破口的泄漏量。破口面积小于 929mm^2 为小 LOCA, 等于或大于 929mm^2 为大 LOCA。一旦发生 LOCA 事故, 安全驱动信号触发 CMT 的投入信号, 以实现高压注射。CMT 的注射信号又驱动 PRHR 热交换器的投入。待 CMT 低液位信号驱动自动卸压系统的投入后, PRHR 热交换器不再起事故的缓解作用。

4.1.4 系统安全

非能动余热排出系统为抗震Ⅰ类，PRHR热交换器及其进出口管道和阀门的设备等级均属A级（安全1级）。

4.2 非能动安全注射系统 (PSIS)

4.2.1 系统功能

非能动安全注射系统的功能是在设计基准事故下提供应急堆芯冷却。为实现此主要功能, PSIS 完成如下功能:

(1) 在反应堆冷却剂系统 (RCS) 补水不足或失效等非 LOCA 的瞬态或事故下, 为 RCS 提供应急补水和硼化。

(2) 在 RCS 包括主管道双端破裂等各种破口的 LOCA 事故下, PSIS 为冷却堆芯提供 RCS 的安全注射。

(3) 事故后向安全壳内添加控制 pH 值的化学物, 创造良好的安全壳淹没环境, 以将高活性的放射性核素滞留于水中, 并防止安全壳内的设备在长期淹没的条件下发生腐蚀。

4.2.2 系统描述

系统包括两个堆芯补水水箱 (CMT)，两个安注箱，一个安全壳内置式换料水箱 (IRWST)，装有调节 pH 值的磷酸三钠篮子和相应的管道、阀门、仪表，及其他相关设备 (见图 5.1-16)。属于 RCS 自动卸压系统 (ADS) 的阀门和喷头及属于 PRHRS 的热交换器，也提供了重要的非能动堆芯冷却功能。

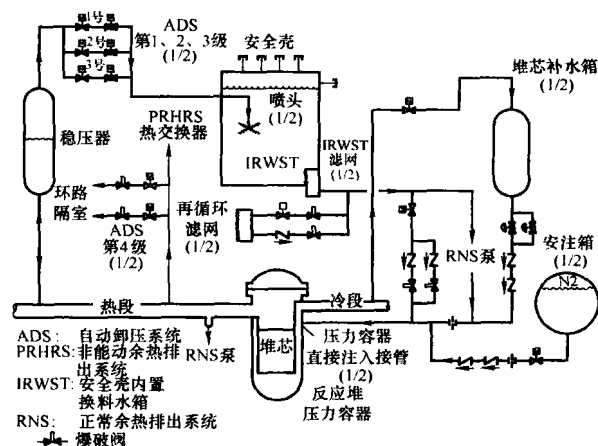


图 5.1-16 AP1000 非能动安全注射系统 (PSIS)

非能动安全注射系统有四种非能动注射水源：

- (1) 两台 CMT 提供较长时间较大的注射流。
- (2) 两台安注箱在数分钟内提供非常大的注射流。
- (3) 一个 IRWST 提供很长时间较小的注射流。
- (4) 三个水源完成注射后, 受淹的安全壳成为长期的水源, 由自然循环提供堆芯的再循环冷却。

上述四种水源均采用非能动的注射方式, 每种注射仅需

一次性地动作由 1E 级的直流电源供电的阀门。各种注射水源均有多个多重的注射系列。

CMT 的位置高于 RCS 的主管道。反应堆正常运行时,箱内充满浓度较高、温度较低的含硼水。在主蒸汽管破裂事故下,注射水的硼浓度提供足够的停堆深度。每台 CMT 的入口压力平衡管上装有一个常开电动阀,入口管与 RCS 的冷段连接。每台 CMT 出口的注射管上装两个并联的常开气动隔离阀和两个串联的止回阀,出口管直接与反应堆压力容器相接。CMT 的注射分两个过程,若冷段处于满水状态,则进行水循环注射;若 RCS 水装量减少,冷段出现汽腔,则由蒸汽流平衡压力,进行重力注射。每台安注箱内充有含硼水,气腔由压缩氮气加压,以实现快速注射。出口管上装

有一个常开的电动隔离和两个串联的止回阀,出口管与反应堆压力容器的直接注射管相接。换料水箱的位置高于 RCS 的主管道。每个系列的注射管上各有一个常开的电动阀,两个并联的止回阀和两个并联的爆破阀。爆破阀根据自动卸压系统第 4 级阀门的动作信号自动打开。只有 RCS 完全卸压后,才能实现换料水箱的重力注射[见图 5.1-17(a)]。换料水箱的出口装有滤网。

每个系列的安全壳再循环注射管分为两路,一路装有一个电动阀和一个爆破阀,另一路为一个止回阀和一个爆破阀。当换料水箱的液位达到低—低液位时,爆破阀和电动阀自动打开,安全壳内的水经再循环滤网进入反应堆[见图 5.1-17(b)]。

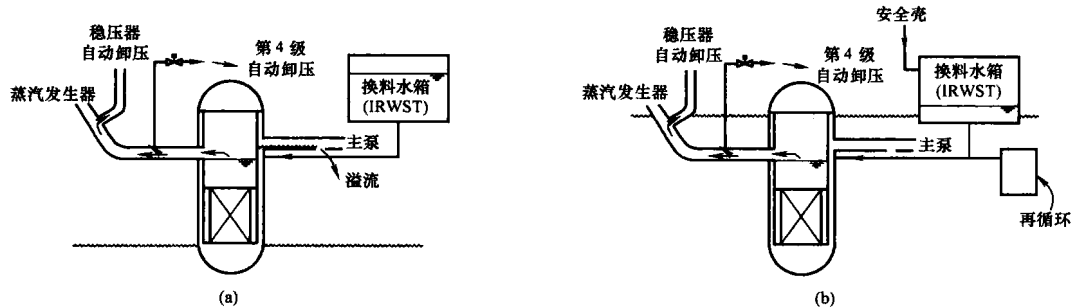


图 5.1-17 AP1000 安注和再循环工况
(a)安注; (b)再循环

事故后安全壳地坑水的 pH 值是用磷酸三钠(TSP)控制。晶体的 TSP 被放在篮子内,其布置高度低于事故后最低的淹没水位。当淹没水位达到篮子高度,即形成非能动的化学物添加。安全壳再循环水的 pH 值控制范围为 7.0~9.5。控制 pH 值的目的是为了减少由于辐照分解在水相中有机碘的产生,最终减少安全壳内的放射性气溶胶碘的浓度和厂外剂量。

系统的设备主要有:

(1)堆芯补水箱。

两台 CMT 的筒体材料为碳钢,内表面堆焊不锈钢。设备等级为 A 级(安全 1 级)。反应堆正常运行时,箱内水为安全壳的环境温度。CMT 的入口有一个扩散器,以减少蒸汽进入时产生水锤的可能性。每个水箱的容积为 70.8m³,设计压力为 17.1MPa。

(2)安注箱。

两台安注箱的筒体材料为碳钢,内表面堆焊不锈钢。设备等级为 C 级(安全 3 级)。箱内气腔由氮气加压,LOCA 事故下利用氮气的储能进行注射。每个水箱的容积为 56.6m³,设计压力为 5.5MPa。

(3)安全壳内置式换料水箱。

换料水箱是位于安全壳运行平台下面的一个内衬不锈钢的大水箱,它是安全壳内部结构的一部分。换料水箱的最小水容积为 2092m³。水箱顶部设有放气装置,正常运行时关闭,以防止箱内的放射性气体和水汽进入安全壳大气。若 PRHR 热交换器投入运行,或自动卸压系统的阀门动作,则放气装置开启。水箱另有放气装置,在 LOCA 事故下防止外压损坏水箱。

(4)卸压喷头。

换料水箱内装有两个喷头,它们与自动卸压系统的两路排放管相连,其功能是将自动卸压系统排放的蒸汽弥散于水中,以实现 RCS 的快速降压,喷头的总管是立式结构,有

四个向下伸的臂状支管,管上开有许多小孔。孔的总流通面积为 1768cm²。

4.2.3 系统运行

非能动安全注射系统在非 LOCA 瞬态事件(蒸汽管破裂、给水管破裂等)和蒸汽发生器传热管破裂、小 LOCA 等事故下的运行已在 4.1.3 节中描述。本节重点描述设计基准的大 LOCA 事故和特殊工况下的运行特点。

系统对大 LOCA 的响应相同于小 LOCA。在小 LOCA 事故下,RCS 的卸压速率低,必须借助自动卸压系统加速卸压,以便在 CMT 注射结束前投入安注箱的注射。根据 CMT 的注射信号与任一个 CMT2/4 液位低于低—1 整定值的信号相符合触发第 1 级自动卸压子系统的驱动信号,第 2 级、第 3 级自动卸压子系统则根据不同的时间延迟信号投入。第 4 级自动卸压子系统的驱动信号为 CMT 低 2 液位与低 RCS 压力和第 3 级驱动信号相符合的信号。在 RCS 的自动卸压过程中,相继投入非能动的安注箱注射和换料水箱的注射,最后实现长期的再循环冷却。

在大 LOCA 事故下,系统仍按上述顺序响应。但是,由于 RCS 的快速卸压,很快达到了安注箱的注射压力(4.8MPa),而且 CMT 和安注箱又共用一根注射总管,安注箱注射在总管内建立的压力阻止了 CMT 的注射,因此安注箱的注射早于 CMT。

大 LOCA 事故发生后,PRHR 热交换器仍按规定顺序投入,但它的投入已并不重要,因为大 LOCA 事故下,反应堆冷却剂通过破口的喷放效应足以排出堆芯的衰变热。

再循环注射管与反应堆压力容器的直接注射管之间接有非安全级的正常余热排出泵,必要时在 LOCA 事故或严重事故下可利用正常余热排出系统(RNS)冷却再循环水,以导出反应堆和安全壳内的热量。

发生设计基准事故后,在无运行人员干预和电厂失去所有交流电源的情况下,非能动安全注射系统及其安全相关的

设备能自动使电厂进入安全停堆状态，并保持 72h。事故后，安全壳内的水装量因安全壳的泄漏而逐渐减少。若以最大的泄漏率考虑，约一个月内不需要补水。正常余热排出系统设有安全相关的接头，以便与向安全壳补水的临时水源相接。

4.3 非能动安全壳冷却系统(PCS)

4.3.1 系统功能

非能动安全壳冷却系统是专设安全系统，其功能是在设计基准事故，包括 LOCA 事故或主蒸汽管破裂事故下，导出安全壳内的热量，使安全壳内的温度和压力不超过设计值。另外，在非 LOCA 事故下非能动余热排出系统长时间运行后，换料水箱内的水被加热蒸发。在此工况下，系统履行安全相关的传热和热阱的功能。事故后，系统导出安全壳内的热量，减小了安全壳内外的压差，降低了裂变产物向安全壳外泄漏的驱动力，从而限制了安全壳内放射性裂变产物向环境的释放。

4.3.2 系统描述

非能动安全壳冷却包括两个过程，即：安全壳外壁面的水膜冷却和安全壳与混凝土屏蔽厂房之间的空气自然对流冷却。事故后钢安全壳本身也用作传热界面。安全壳内的蒸汽由安全壳的内壁面冷却，冷凝水则流回安全壳底部，以实现反应堆的再循环冷却。安全壳的外壁面由冷却水箱重力排水在安全壳穹顶上形成的水膜冷却，热量最终由自然对流的空气经安全壳屏蔽厂房的出气口排入大气(见图 5.1-18)。

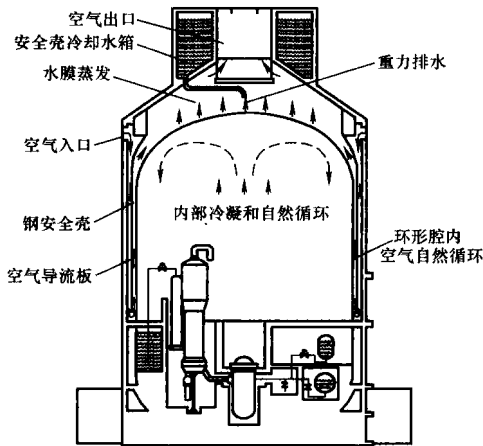


图 5.1-18 AP1000 非能动安全壳冷却系统

4.3.2.1 水系统流程

系统的主要设备有：安全壳冷却水箱、冷却水控制和分配装置、辅助水箱和两台循环水泵(见图 5.1-19)。安全壳冷却水箱布置在安全壳的上部，它是屏蔽厂房结构的一部分。水箱内衬不锈钢板。水箱有多重的水位测量和温度测量仪

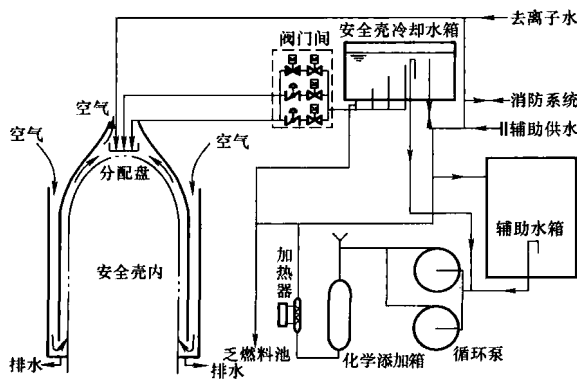


图 5.1-19 AP1000 非能动安全壳冷却系统(PCS)

表。为了保证系统的可运行性，系统的再循环回路，有化学物质添加箱和加热器，以保持水箱规定的水质指标，并防止水箱结冰。

安全壳冷却水箱的出口管上有三组阀门。其中两组各有一台常关的气动蝶阀，并且串联一台常开的电动隔离阀。气动蝶阀由安全壳压力高于高一2 整定值的信号或高安全壳温度信号自动开启。第三组常关的电动阀也是根据上述信号自动开启。三组阀门的配置具有多重性和多样性，避免了共因故障。水箱的仪表和阀门组布置在单独的阀门间内。室温保持在高于 10℃，以防冰冻。水箱的四个出口支管上各装有节流孔板，它们与水箱内不同标高的四个立管共同控制水箱的出口流量，使其成为水位的函数(见表 5.1-8)，以有限的冷却水量，更有效地进行安全壳的冷却。

辅助水箱位于核辅助厂房附近的地面上。水箱的有效容积满足安全壳冷却水箱和乏燃料池的补水要求。水箱外有热绝缘，箱内水的热容量足以在无加热的条件下七天内不冰冻。水箱有液位和温度的测量、报警。

两台循环泵为不锈钢的离心式泵，其容量为 2×100%，每台泵能在一周内将安全壳冷却水箱的水循环一次，并能为安全壳冷却水箱和乏燃料水池同时补水。两台泵的并联运行也能满足消防要求。

4.3.2.2 冷却水分配装置

为了提高钢安全壳的传热效率，冷却水应有效地湿润和覆盖安全壳穹顶的外壁面，但是穹顶上有焊缝、穹顶的坡度也不一致，为此设置了冷却水分配装置。

冷却水分配盘位于穹顶中央的上方，离外壁很近，悬挂于屏蔽厂房。分配盘的周向板上开有 16 个 V 形分配槽。在穹顶外壁上，径向焊有 16 条不锈钢板，形成 16 个扇形区。冷却水从分配盘的 V 形槽分别流入 16 个扇形区，顺穹顶外壁的坡度向下流，形成水膜。然后水流被环形板形成的第一道围堰挡住。该围堰稍低于穹顶的第一条环焊缝。它收集 16 个扇形区的冷却水，冷却水再经分配盒流入围堰槽，重新在穹顶外壁均匀地分配水流。接着第二道围堰再次收集和分配冷却水，以提高穹顶上水膜的覆盖率(见表 5.1-8)。在极端冷或热的气候条件下，冷却水分配装置均能有效地完成其功能。

4.3.2.3 空气冷却流程

空气冷却流道由空气的出入口和空气导流板(隔板)组成。导流板将屏蔽厂房和钢安全壳之间的环形空间分隔成内外两个腔室(见图 5.1-18)。空气从屏蔽厂房上部的入口筛网进入，然后在外腔室沿导流板的外壁向下流，至安全壳的下部折流进入内腔室，再沿着安全壳的外壁向上。加热后的空气通过屏蔽厂房中央的烟囱口流出。空气的对流加强了空气与水膜或安全壳外壁之间的传热。在极端的情况下，即使安全壳外壁无冷却水，空气的对流作用也能从安全壳带出热量，以延长安全壳的失效时间。安全壳的应力不会超过屈服限值。

系统的主要参数见表 5.1-8。

表 5.1-8 非能动安全壳冷却系统主要参数

1	安全壳冷却水箱	装置可用时间	h	>72
		可用的水装量	m ³	>2864
		初始出口流量	m ³ /h	>106.5
		72h 后的流量	m ³ /h	>22.9
		最低温度	℃	4.4
		最高温度	℃	49
2	辅助水箱装量的可用时间	d		>4
3	循环水泵容量	m ³ /h		2×30.6
4	冷却水分配盘容积	m ³		0.160

续表

	安全壳水膜覆盖率			
	冷却水箱水位 (m)	设计流量 (m ³ /h)	安全分析流量 (m ³ /h)	水膜覆盖率 (%)
5	8.38	112.34	106.54	90
	7.35	56.12	51.47	90
	6.19	43.34	40.04	72.9
	5.12	35.68	32.75	59.6
	1.22	25.69	22.87(72h)	41.6

4.3.3 系统运行

事故后根据安全壳的 2/4 高一 2 压力信号, 仅需自动开启冷却水箱出口的由直流电源供电的三个隔离阀即可投入系统的运行。冷却水箱内的水由重力经流量控制和分配装置非能动地覆盖钢安全壳穹顶的外壁, 以形成水膜。为了强化壁面的湿润作用, 安全壳外壁采用了专门研制的防腐蚀涂料。

安全壳内的热量通过筒体壁的传导、外壁与水膜之间的对流、水膜与空气之间的对流和汽化等过程传给流动的空气。在整个过程中, 向上流动的空气被不断加热, 其密度小于下降腔内的密度。此密度差产生了空气自然循环的驱动力。在安全壳的压力分析中, 空气的环境温度取 46℃, 冷却水温取 49℃。

空气的入口对称地布置在屏蔽厂房的上部, 防止了风速、朝向和邻近建筑物的影响。空气/水汽的出口结构高于入口, 这提供了附加的自然循环驱动力, 也减少了出口气体返回入口的可能性。

在事故后的 72h 内, 系统的运行不需要任何干预, 运行人员不必调节冷却水流量, 也不必补水。72h 后, 可手动启动一台循环泵, 从辅助水箱为冷却水箱补水。辅助水箱的储水量足以维持安全壳 4d 冷却的需要量。

4.4 可居留系统

4.4.1 系统组成

AP1000 核电站的可居留系统由一组单独的系统组成, 包括非放射性通风系统 (VBS)、主控制室应急可居留系统 (VES)、放射性监测系统 (RMS)、电厂照明系统 (ELS) 等系统。它们共同为电厂提供可居留功能。

4.4.2 系统功能

(1) 当交流电源可用时, 核岛非放射性通风系统 (VBS) 为主控制室、技术支持中心、仪表控制室、直流电源设备室、蓄电池室以及核岛非放射性通风系统设备室提供正常的和非正常的通风空调 (HVAC) 服务。

在发生 VBS 失去电源超过 72h 这种不太可能的事故时, 由两台主控制室辅助风扇向主控制室送外部空气, 保持主控制室的可居留性。

(2) 当交流电源不可用的时间超过 10min 或在主控制室通风管道内测量到“高一高”微尘或碘放射性的情况下, 自动驱动主控制室应急可居留系统 (VES), 以满足操纵员的可居留的要求。

(3) 由放射性监测系统 (RMS) 监测主控制室环境中的放射性。

(4) 由电厂照明系统提供应急照明。

(5) 在主控制室内有储存支援设备的场所。

(6) 为主控制室灭火, 在主控制室外配备手动消防设施以及移动灭火器。

以下主要描述主控制室应急可居留系统 (VES)。

4.4.3 主控制室应急可居留系统 (VES)

4.4.3.1 系统功能

主控制室应急可居留系统 (VES) 能自动启动和非能动地工作, 保证主控制室可居留性和限制电厂选定区域内的温度, 它可以不依靠厂内和厂外交流电源、操纵员的动作或能动部件。VES 执行以下的功能:

(1) 为主控制室人员提供呼吸用的空气。

(2) 保持主控制室相对于周围区域有一个正压, 防止污染空气的进入。

(3) 在设计基准事故后, 利用结构的热容量, 为电厂中必须保持其功能的那些设备提供非能动的冷却。

4.4.3.2 系统描述

(1) 主控制室压力边界。

主控制室压力边界位于核岛辅助厂房内标高 3.581m 处 (见图 5.1-20), 它包括主控制区、操作员区、签票室、值班长办公室、办事员办公室、厨房以及盥洗室等。

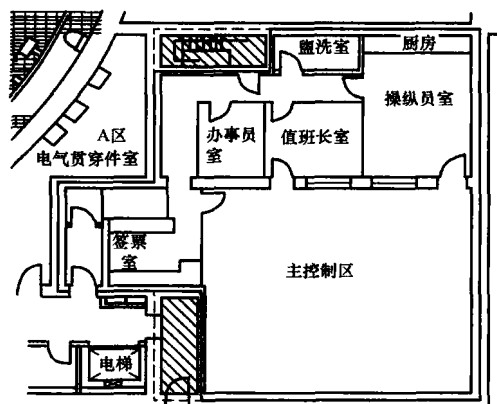


图 5.1-20 主控制室压力边界

(2) 对于 VES 运行有重要关系的主控制室和其他区域的结构特征。

主控制室压力边界按低泄漏要求进行设计, 它由现浇预应力混凝土墙和厚板组成。其结构特征如下:

1) 与混凝土接触的贯穿件外表面用环氧密封填料密封。管道和电缆贯穿件用合格的抗压材料密封, 抗压材料是与贯穿件材料和/或电缆外套相容的。

2) 主控制室的内部或外部表面 (墙、地板和天花板) 涂上一层低渗漏涂料/环氧密封胶。

3) 与管道、导管等接触的贯穿件和套管内表面用密封组件密封, 组件的材料与管道、导管等是相容的。

4) 主控制室压力边界的 VBS 隔离阀经过鉴定的, 在主控制室正压时能关得紧。

5) 在穿过空气压力屏障的贯穿件中采用的密封材料至少能承受 6.3mm 水柱压差 (表压)。

6) 主控制室压力边界的主要入口有一道带双气闸门的门廊。应急出口门正常是闭合的。

(3) 主控制室应急可居留系统 (VES) (主要参数见表 5.1-9)。

表 5.1-9 主控制室应急可居留系统 (VES) 参数

VES 空气 储存箱	数量	32
	设计压力	27.69MPa
	容积	1.3m ³
	运行压力 (最小)	23.55MPa

续表		
VES 空气流量	最小流量	101.9m ³ /h
	名义流量	110.4m ³ /h
	最大流量	118.9m ³ /h
初始房间/区域温度(最大)		23.9℃
主控制室		22.8℃
仪表控制直流量设备		22.8℃
最终房间/区域温度(最大)		32.2℃
主控制室		30℃
仪表控制直流量设备		48.9℃
主控制室压力(在 VES 运行时, 最小)		29.4Pa
主控制室 CO ₂ 浓度(11 人)		0.03%
在 72h 时, 初始最大		0.5%

VES 由紧急空气储存箱以及相关的管道、阀门、风阀和仪表组成。VES 的运行和功能考虑辅助厂房结构的钢材、混凝土墙表面、地板、散热片表面的热容量, 以保证电气设备和人员房间的温度保持在可接受的限值范围内。

1) VES 设计依据: 在主控制室内居住人员最多为 11 人的情况下, 向主控制室供应的设计空气流量为 (110.4+8.5) 标准 m³/h, 保持 CO₂ 的浓度小于 0.5%。

2) VES 有 4 个 VES 空气供应储存箱模块, 每一模块包括 8 只单独的空气供应储存箱 (VES 总共有 32 只空气供应储存箱)。储存箱的设计压力为 27.7MPa, 箱内包含有可供呼吸用的压缩空气, 其压力至少保持在 23.55MPa (见图 5.1-21)。

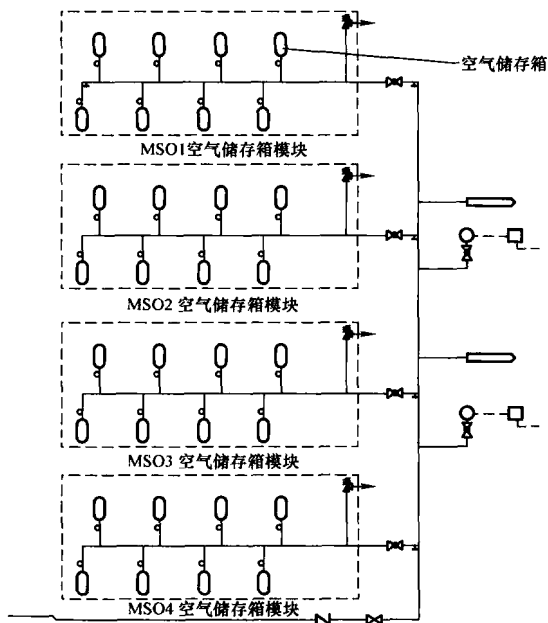


图 5.1-21 VES 空气供应储存箱模块

3) 每一个模块中的 8 只空气供应储存箱与一根支管相连, 支管上有一只手动隔离阀和一只上游卸压阀。4 个 VES 空气供应储存箱模块支管连接到一条公共供气母管上。从公共供气母管到主控制室设置了主辅两条主控制室空气供应管道。

4) 32 只 VES 空气供应储存箱包含足够的压缩空气, 总容积至少为 8895 标准 m³ (最小压力为 23.55MPa 时), 能在 72h 内可向主控制室供应流量为 110.4 标准 m³/h 的空气。由压缩仪表空气系统 (CAS) 的可供呼吸用的空气压缩机为

VES 空气供应储存箱提供正常的空气补充。

5) VES 空气源保持主控制室有一个稍微正的压力, 至少为 3mm 水柱 (表压), 其目的是防止没有经过过滤的、可能被污染的空气进入主控制室内。利用多重的低压卸压风阀为主控制室提供超压保护。

6) 当 VBS 不工作时, 非能动热阱能在任何 72h 内限制主控制室、仪表控制室和直流设备室内的温度上升。非能动热阱主要由这些房间的天花板和墙的混凝土热容量组成。为了增加天花板的吸热能力, 在经过挑选的部位的混凝土内表面安装一些金属 (散热) 板。带有金属 (散热) 片的天花板, 也是一种结构模块——辅助厂房带金属 (散热) 板的楼板 (见图 5.1-22)。金属 (散热) 板高为 23cm, 厚为 1.23cm, 在失去通风系统时, 它能将热量很快地传到混凝土墙, 使仪表设备室或直流设备室的温度限制在 49℃, 主控制室的温度限制在 30℃。

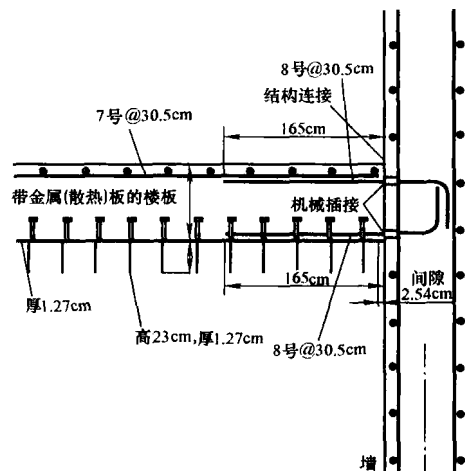


图 5.1-22 带金属(散热)板的楼板

7) VES 在安全停堆地震或设计基准台风的情况下能保持其功能。VES 的 1E 级设备由 1E 级蓄电池供电。

8) VES 空气供应储存箱壳体的最大内径限制在 61cm, 保证容器没有焊缝, 要求在锻造后经过热处理。

(4) 可移动的呼吸装置。

在主控制室压力边界内设有带空气瓶的可移动的呼吸装置, 其中储存的空气量足够为 11 名主控制室居住人员提供 6h 的可供呼吸用的空气。但它不是 VES 设计的一部分。

4.4.3.3 系统运行

(1) 正常运行模式。

1) 电厂正常运行和非应急情况下, 不要求 VES 工作。当有交流电源时, 核岛非放射性通风系统 (VBS) 为主控制室、技术支持中心、仪表控制室、直流电源设备室、蓄电池室以及核岛非放射性通风系统设备室提供正常的和非正常的通风空调 (HVAC) 服务。要求 VBS 保持与 VES 有关的带非能动热阱的房间以及与其相邻的房间内的空气温度。

2) 在最极限的单一故障和任何一个设计基准事故相符合, 以及在 72h 的时间间隔内不依靠操纵员的动作或外援的情况下, VES 仍能执行其安全相关的功能。

(2) 应急运行模式。

应急运行模式由下列情况自动驱动 VES:

1) 在主控制室供空气管道内的“高一高”微尘或碘放射性。

2) 失去交流电源超过 10min。

3) 手动驱动。

如果在失去交流电源超过 10min 或主控制室供空气管道内测量到超过了操纵员剂量限值的“高一高”微尘或碘放射性的情况下, 保护和安全监测系统(PMS)自动隔离主控制室, 然后由 VES 满足操纵员的可居留的要求。VES 有能力为主控制室、仪表控制室和直流电源设备室提供应急通风和增压。这时, VBS 管道中的隔离装置自动关闭, 使 VBS 与主控制室压力边界隔离。

4.5 安全壳氢气控制系统(VLS)

4.5.1 系统功能

(1) 安全相关功能。

在设计基准 LOCA 事故后, 限制和降低安全壳内的整体氢浓度。

(2) 非安全相关功能。

1) 在严重事故后, 为防止氢燃烧或爆炸提供纵深防御。

2) 在正常运行和设计基准事故后监测安全壳内大气中的氢浓度。

3) 在堆芯发生恶化或熔化情况时或之后, 采用就地点燃释放氢气的方法。防止安全壳内的整体氢浓度达到可燃极限。

4.5.2 系统描述

(1) 安全壳氢气控制系统。安全壳氢气控制系统由氢气浓度监测系统、氢气复合器和氢气点火子系统组成。

1) 氢气浓度监测系统由三个监测器组成, 分布在安全壳顶部, 由非安全级直流电源或不间断电源供电。可监测范围: 0~20%的氢气浓度。主控室设高报警。

2) 氢气复合器系统有两个非能动氢气自动催化复合器(PAR), 分别安置在安全壳内运行层以上标高 49.4m 和 50.6m, 向内离安全壳 4m 处。

3) 氢气点火子系统有 64 个氢气点火器, 它们分为两组, 每组有独立供电电源(优先级分别为厂外电源、非安全级应急柴油发电机、4h 非安全级蓄电池)。点火器安装位置由氢气在安全壳内传输和氢气燃烧特性确定; 在安全壳内的一个独立隔间, 至少各安装一个点火器。安全壳内氢气点火器的布置位置见图 5.1-23。

4) 安全壳设计有利于氢的自然循环, 上部有盖板的隔间, 气浪能把盖板翻开, 使氢气得到均匀混合。

(2) 非能动氢气自动催化复合器(PAR)。

PAR 采用钯族催化复合材料, 即使温度低于 0℃也可使氢发生“催化燃烧”。在事故后, PAR 可使氢气体积浓度降低到 0.3%以下。PAR 属于安全相关设备。

(3) 氢气点火器。

在严重事故工况下, 氢浓度由氢点火器控制, 当氢浓度在可燃限值至 10%体积浓度之间时, 氢气点火器能点燃氢(亚音速传输), 避免氢爆燃(超音速传输)。氢气点火器能力按 100%锆水反应设计, 完成 100%锆水反应的时间要持续几小时。氢气点火器一旦通电, 即使在严重事故工况下, 也能保持氢气浓度低于 10%。氢气点火器表面温度在 871~927℃(1600~1700 ℉)的情况下仍能执行其功能。

安全壳氢气控制系统参数见表 5.1-10。

表 5.1-10 安全壳氢气控制系统

氢气浓度 监测传感器	数量(总数)	3 只
	量程	0~20%氢
	响应时间	90%浓度阶跃变化 (在 10s 内)

续表

非能动氢气 自动催化 复合器	数量	2 台
	有效入口面积/台	1m ²
	入口氢浓度量程	0~4%
	平均效率	85%
氢气点火器	数量	64
	发热塞表面温度	871~927℃
	功率	95W/台

4.5.3 系统运行

(1) 正常运行。

在电厂正常运行时, VLS 通过连续工作的氢气监测器监测安全壳大气的氢浓度。

(2) 事故后的运行。

1) 在设计基准事件和严重事故中, 连续监测安全壳中的氢浓度, 并在主控制室和远距离停堆工作站上显示氢浓度。监测器有一个先进的响应时间, 它小到足以满足设计基准事件的要求。

2) 对于严重事故的情况下, 氢气释放到一个综合释放点(例如回路隔间或堆腔)或者大的堆芯补水箱隔间内, 氢气传感器的响应时间能与最大的产氢释放率相符合。但是, 如果释放到一个较小的隔间内, 对于最大的产氢释放率, 仪表响应时间不能满足为操纵员提供信息的要求, 但可以根据氢浓度作出响应。主控制室操纵员还可根据堆芯出口温度给点火器通电。

3) PAR 为非能动设备, 是一直可用的, 不需要操纵员采取任何动作。在设计基准事件情况下, 仅一台 PAR 工作, 就能保持氢浓度低于 4%以下; 对于严重事故, 氢的产生速率会超过 PAR 的除氢能力, 因此氢气点火器要通电工作, 以保持安全壳内的体积氢气浓度低于 10%。事故后较长时间中, 依靠 PAR 降低安全壳内的氢浓度。PAR 可使整体氢浓度降低到 0.3%。

4.5.4 系统安全

非能动氢气复合器属于 1E 级设备; 氢气点火器属于 API000D 级(不是 1E 级)设备。

4.6 非能动安全壳 pH 值控制

4.6.1 系统功能

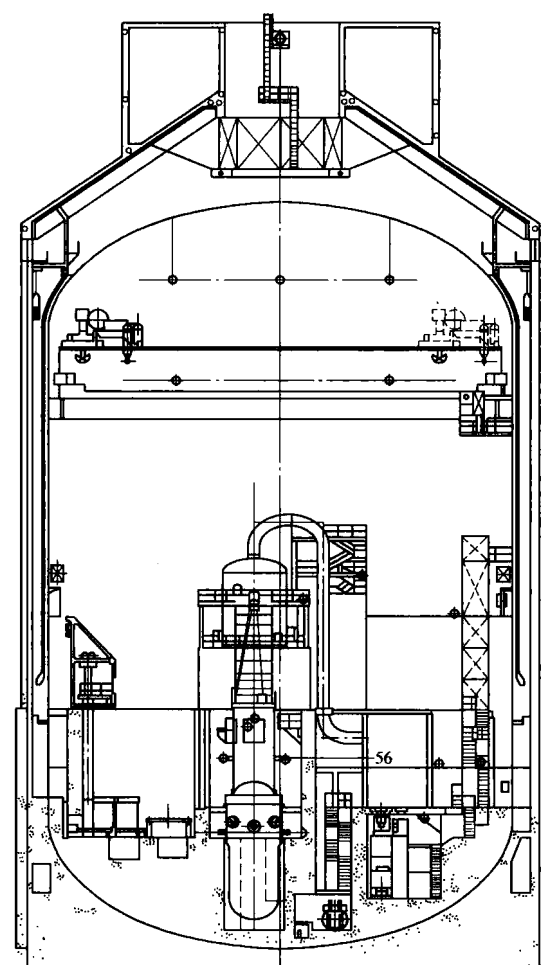
在事故后, 向安全壳添加化学药品, 控制安全壳地坑内的 pH 值。支持将高放射性的放射性核素保留在安全壳内, 以及在安全壳长期淹没情况下, 防止安全壳内设备的腐蚀。

4.6.2 系统描述

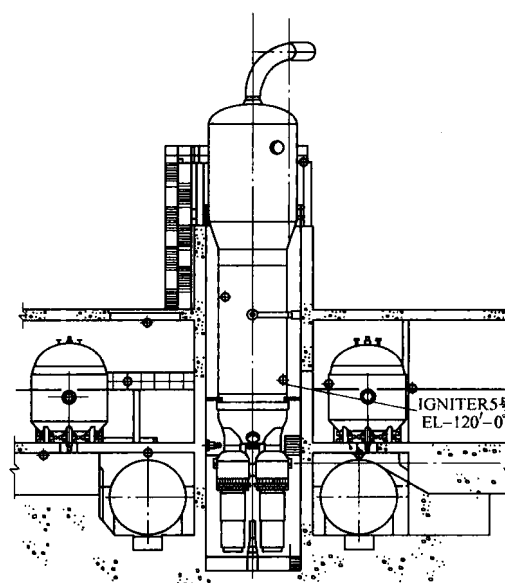
该系统属于非能动安全注射系统(PSIS)的一部分。在安全壳地坑内设置四只调节 pH 值的篮子, 篮子内盛放颗粒状的磷酸三钠(TSP), 事故后用于控制安全壳地坑内水的 pH 值。

调节 pH 值的篮子安置在事故后最低淹没水位下方, 距安全壳底板至少 0.3m 以上的部位, 减少由于安全壳内的水溢出溶解 TSP 的机会。安放位置应便于更换磷酸三钠。

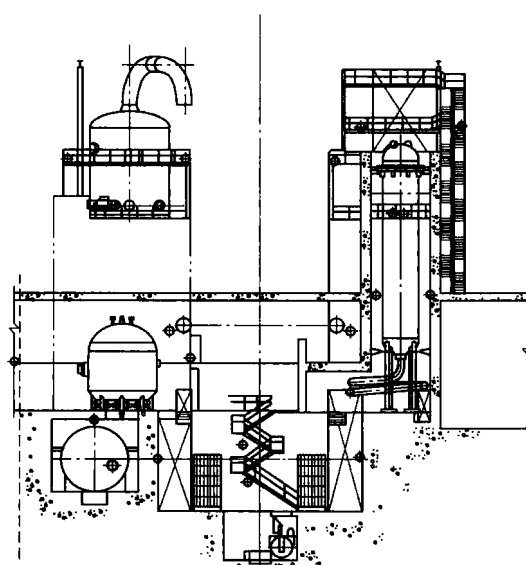
篮子由矩形不锈钢丝网组成, 使 TSP 容易与水接触。四只篮子总容积为 15.9m³, 其中装的 TSP 至少为 12 492kg。篮子按 API000C 级设备设计, 满足抗震 I 类的要求。



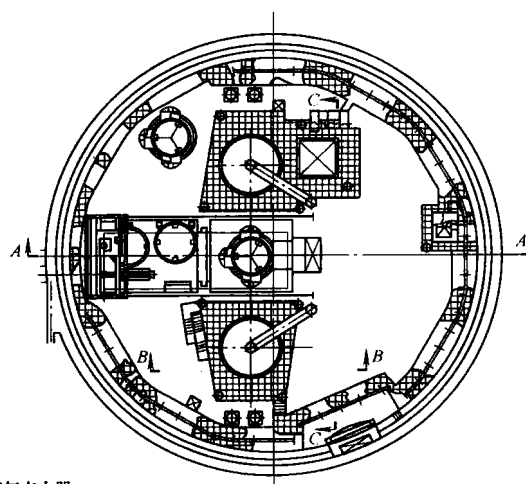
◆ 氢气点火器 A-A剖面
(a)



◆ 氢气点火器 B-B剖面
(b)



◆ 氢气点火器 C-C剖面
(c)



◆ 氢气点火器 总平面标高49.37m处剖面
(d)

图 5.1-23 氢气点火器位置
(a)安全壳 A-A 剖面；(b)安全壳 B-B 剖面；(c)安全壳 C-C 剖面；(d)总平面标高 49.37m 处剖面

4.6.3 系统运行

在事故后,颗粒状的 TSP 增加安全壳内硼水中的 pH 值至少大于 0.7。当水位达到篮子位置时, TSP 被非能动加入。TSP 能将安全壳地坑水的 pH 值保持在 7.0~9.5 之间。TSP 可以减少安全壳地坑内元素碘的辐射分解,相应地减少有机碘的水化合物,最终减少安全壳内气体中的碘颗粒和厂外剂量。

在安全壳长期淹没阶段, TSP 还能够减少对安全壳内不锈钢部件的应力腐蚀破坏。在电站长期运行后,颗粒状的 TSP 吸了湿汽会结成固体状,这时 TSP 的分解时间大约为 3h。由于采用了 TSP 吊篮结构以及吊篮安放在事故后有再循环流的位置,预期 TSP 和地坑水会得到良好的混合。

4.7 非能动安全壳裂变产物去除系统

4.7.1 系统功能

AP1000 利用非能动驱动的和自然发生的过程,显著地降低设计基准事故后在安全壳大气中的放射性裂变产物量。

这些自然过程,在非能动安全壳冷却系统(PCS)的帮助下冷却钢安全壳容器,可以在几小时内使空气中的元素碘降到一个低水平,在 12h 内将空气中的放射性粒子和气溶胶降低到极低水平。

这些去除放射性机制——结合非能动堆芯冷却系统(PXS)调整安全壳内水的 pH 值以及安全壳系统达到的低设计泄漏率——产生满足美国联邦法规 10CFR50.34 要求的可接受的剂量;然后 AP1000 由传统的放射性裂变产物量泄漏控制(FPLC)系统将电厂内外对人的辐照限制在导则要求之内。

AP1000 不要求能动的、专用的、安全相关的 FPLC 系统和设备。在假想事故诸如失去冷却剂事故(LOCA)和假设的堆芯损坏事故后,不需要用它们来去除安全壳大气中的放射性粒子和气溶胶,或者搜集、处理、过滤或延迟安全壳边界的泄漏。

4.7.2 系统描述

(1) 在发生设计基准事故后, AP1000 安全壳大气内的裂变产物总量是降低的,它依靠的是自然过程。这些自然物理过程和下列各项结合在一起可以取消对安全系统或特殊专用设备的任何要求,后者是为了搜集和处理在任何假想事故后从安全壳泄漏出来的放射性。

1) 依据自然规律确定从破损燃料释放出来的放射性同位素以及它的化学成分(源项)。

2) 非能动安全壳冷却系统(PCS)增强自然去除裂变产物过程。

3) 非能动堆芯冷却系统(PXS)帮助将碘滞留在淹没安全壳底部的水中。

4) 安全壳由完整性好的钢容器组成,它只有少量的安全壳贯穿件,从而导致低的安全壳设计泄漏率。

5) 事故后的流体再循环,不经过安全壳外的管道、阀门、泵或热交换器,消除了事故后大量泄漏放射性的潜在源项。

(2) 源项。

为了正确地评估降低安全壳大气中裂变产物的自然物理过程,已经建立了一个以试验数据和分析为基础的源项(从破损堆芯释放出来的裂变产物份额),它已得到 NRC 批准。

确定反应堆冷却剂的初始放射性水平的依据是堆芯燃料元件包壳的破损率为 0.25%,这是电厂实际运行时最高的

破损率。利用 AP1000 源项确定释放到安全壳大气中的放射性裂变产物数量和化学成分;考虑高燃耗(达到 62GWD/MTU)情况,非 LOCA 事故的裂变产物份额:碘-131 为 8%,其他碘为 5%,氪(Kr)-85 为 10%,其他惰性气体为 5%以及碱金属为 12%。表 5.1-11 列出了源项分析的综合结果,表 5.1-12 列出源项分析的设计依据和假设,它们来自 NUREG 1465 和 RG 1.183。

表 5.1-11 堆芯释放到安全壳大气的放射性

核素	间隙释放量超过 0.5h (0.167~0.667h)	堆芯熔融容器内的释放量 (0.667~1.967h)
惰性气体	0.05	0.95
碘	0.05	0.35
碱金属	0.05	0.25
铯组	—	0.05
钡和锶	—	0.02
贵金属组	—	0.002 5
铈组	—	0.000 5
镧系元素组	—	0.000 2

注 释放量用原始堆芯放射性裂变产物总量的份额表示。

表 5.1-12 计算 LOCA 放射性后果的假设和参数

主冷却剂源项数据	惰性气体浓度	$1.04 \times 10^7 \text{ Bq/g}$ 等效 Xe-133 剂量当量
	碘浓度	$3.7 \times 10^4 \text{ Bq/g}$ 等效 I-131 剂量当量
	主冷却剂质量	$1.69 \times 10^5 \text{ kg}$
安全壳净化释放数据	安全壳净化流量	$249.2 \text{ m}^3/\text{min}$
	离净化管路的时间	30s
	主冷却剂系统喷放的时间	10min
	主冷却剂碘变成气载碘的份额	0.5
堆芯源项数据	停堆时的堆芯放射性	
	释放到安全壳大气中的堆芯放射性(时间和份额)	
	碘核素的分布	
	元素碘	4.85%
安全壳泄漏释放数据	有机碘	0.15%
	粒子碘	95%
	安全壳容积	$5.83 \times 10^4 \text{ m}^3$
	安全壳泄漏率 0~24h	0.10%/d
	安全壳泄漏率大于 24h	0.05%/d
	元素碘沉积去除系数	1.7/h
	去除元素碘的净化系数限值	200
	粒子去除系数	0.29~1.1/h 在堆芯损坏开始(0.167h)和 24h 之间

(3) 放射性向外释放的途径。

在发生假想的设计基准事故后,放射性向外释放的途径为安全壳空气过滤系统(VFS)净化管路以及安全壳泄漏。

1) 当反应堆在带功率运行情况下,为反应堆工作人员能够进入安全壳,VFS 可能工作。对 LOCA 的放射性评估,假设在事故开始时两条 VFS 系列处于工作状态。假定隔离阀在接到自动信号后 30s 内关闭(隔离阀设计的自动关闭时间为 10s)以及不考虑 VFS 排气管路中的过滤器。

2) 对于 LOCA 情况,大部分的放射性释放是由安全壳泄漏造成的。安全壳的设计泄漏率为 0.1%容积/d。在事故后 24h 内保持 0.1%容积/d 的安全壳设计泄漏率,在 6h 内不考虑安全壳的降压。在 24h 后,安全壳的泄漏率降为 0.05%容积/d。

4.8 自动卸压系统 (ADS)

4.8.1 系统功能

自动卸压系统的阀门是反应堆冷却剂系统的组成部分, 并与非能动堆芯冷却系统有接口。在发生假想事故工况后, 根据非能动堆芯冷却系统的要求执行应急堆冷却功能, 自动卸压系统按次序开启其阀门。自动卸压系统阀门的开启次序为反应堆冷却剂系统提供一个可控的卸压过程, 并能防止同时开启多于一级以上的阀门; 第4级卸压子系统的爆破阀是被连锁的, 在反应堆冷却剂系统的压力没有充分降低之前是不能开启的。1、2、3级自动卸压子系统的控制阀在隔离阀之后开启, 两者开启之间有一些时间滞后。

4.8.2 系统描述

第1、2、3级自动卸压子系统各有两条多重管系, 每条管系内串联两只常闭直流电动阀, 一只是卸压控制球阀, 另一只是隔离闸阀。1级自动卸压子系统的直流电动阀通径为10.2cm (4in), 2、3级自动卸压子系统的直流电动阀通径为20.3cm (8in)。1、2、3级自动卸压子系统的每一条管系的入口经过一条公用母管, 与稳压器顶部相连; 每一条管系的出口经过一条公用的卸压管, 与一只喷头相连。喷头淹没在安全壳内置换热水箱 (IRWST) 的溢流水位以下3.41m (11.5ft) 处。

第4级卸压子系统有四条多重管系, 每条管系内串联有两只阀门, 一只是常开的直流电动闸阀, 另一只是常闭的卸压控制阀, 卸压控制阀采用通径为35.6cm (14in) 的爆破阀。第4级卸压系统直接与反应堆冷却剂回路热段的顶部相连, 并直接向蒸汽发生器隔间排放。第4级卸压子系统有四条多重管系分成A和B两个多重组。

4.8.3 系统运行

4.8.3.1 第1级自动卸压子系统

第1级自动卸压子系统的驱动信号为: 在堆芯补水水箱注射信号和任意一只堆芯补水水箱2/4液位低于低-1整定值的信号相符合、长期交流电源丧失或手动驱动信号, 它们没有连锁和允许信号。第1级自动卸压子系统被驱动时, 同时紧急停堆、停闭反应堆冷却剂泵、使堆芯补水水箱处于注射状态以及驱动非能动余热去除热交换器。

根据第1级自动卸压子系统的驱动信号, 开启该系统的隔离阀, 隔离阀打开后经过一个预定的时间延迟, 开启第1级自动卸压子系统的卸压阀。

4.8.3.2 第2级自动卸压子系统

第1级自动卸压子系统的卸压阀打开后经过一个预定的时间延迟, 开启第2级自动卸压子系统的隔离阀。第2级隔离阀打开后经过一个预定的时间延迟, 开启第2级自动卸压子系统的卸压阀。开启第2级卸压阀和第1级卸压阀的驱动信号是相连锁的。因此在出现第1级自动卸压子系统的驱动信号前, 第2级卸压阀是不会动作的。

4.8.3.3 第3级自动卸压子系统

同样, 第2级自动卸压子系统的卸压阀打开后经过一个预定的时间延迟, 开启第3级自动卸压子系统的隔离阀。第3级隔离阀打开后经过一个预定的时间延迟, 开启第3级自动卸压子系统的卸压阀。开启第3级卸压阀和第2级卸压阀的驱动信号是相连锁的。因此, 在出现第2级自动卸压子系统的驱动信号前, 第3级卸压阀是不会动作的。

4.8.3.4 第4级自动卸压子系统

在第3级隔离阀打开后经过一个预定的时间延迟, 根据任意一只堆芯补水水箱的2/4低-2液位信号和低反应堆冷却

剂系统压力信号的符合信号驱动第4级自动卸压子系统; 根据第4级自动卸压子系统驱动信号, 立即对第4级卸压子系统A组的隔离阀发出一个确定的开启信号。在第4级A组隔离阀确定的开启信号之后经过一个预定的时间延迟, 开启第4级自动卸压子系统A组的卸压阀。

第4级自动卸压子系统A组卸压阀打开后经过一个预定的时间延迟, 对第4级自动卸压子系统B组的隔离阀发出一个确定的开启信号。在第4级B组隔离阀确定的开启信号之后经过一个预定的时间延迟, 开启第4级自动卸压子系统A组的卸压阀。对第4级自动卸压子系统B组的卸压阀发出一个确定的开启信号。

上述的自动卸压系统动作顺序, 其目的是提供一个可控的反应堆冷却剂系统卸压过程。此外, 第4级自动卸压子系统驱动信号也产生一个IRWST注射信号。

第4级自动卸压子系统其他驱动信号包括: 反应堆冷却剂环路1和2的热段水位低于低-2整定值, 并超过一个可调的延迟时间间隔后, 同时产生一个IRWST注射的信号; 手动驱动。

4.8.4 系统安全

自动卸压系统的阀门均属于抗震I类、A级 (相当于安全1级) 设备。

4.9 安全壳隔离系统 (CIV)

4.9.1 系统功能

安全壳隔离系统的功能是为安全壳提供隔离, 允许流体正常或应急地通过安全壳边界, 而在必要时保持安全壳边界的完整性, 以在假想事故下防止或限制放射性裂变产物的外逸。事故后将贯穿安全壳边界的流体通路隔离的目的, 是向环境释放的放射性降到最低的水平。

4.9.2 系统描述

安全壳隔离系统由用于安全壳隔离的阀门、驱动装置和管路组成。由于AP1000反应堆冷却剂泵 (主泵) 为全密封式屏蔽电机泵, 它无需轴封水系统, 且非能动余热排出系统和非能动安全注射系统的设备均布置在安全壳内, 因此安全壳机械贯穿件的数量比常规压水堆电厂的少。包括人员闸门和设备运输闸门在内的安全壳贯穿通路只有40个左右。涉及的隔离阀 (包括止回阀和释放阀) 仅80个, 而且阀门中常关隔离阀的比例较高。

安全壳的隔离由四取二逻辑驱动。为了提高电厂的安全性, 每台自动隔离阀选用安全信号。它们既能自动隔离, 又能在主控制室单个手动控制。有些隔离阀 (如取样隔离阀) 自动隔离信号复位后即允许进行手动操作。驱动信号的复位, 不改变任何阀门的阀位, 隔离阀门的再次开启只能一个一个地操作。安全驱动信号优先于其他隔离信号 (如高安全壳放射性信号)。

动力操作的安全壳隔离阀在主控室的电站计算机上有实际阀位全开/全关的指示。阀门也有就地的机械阀位指示。常关的手动操作的隔离阀设有行政确认全关位置的加锁措施。气动隔离阀失去供电或供气后自动故障关闭。设计基准事故或安全停堆地震后需要动作的动力操作隔离阀均由1E级直流电源供电。

安全壳内自动隔离阀的驱动装置布置在事故后安全壳的最高水位之上, 或非水淹区内。安全壳隔离系统的布置免受可能发生的各种内部事件或外部事件 (包括安全停堆地震、水淹、火灾、内部飞射物, 高能管破管等效应) 的影响。

AP1000 安全壳有两个人员闸门与两个设备闸门和一个燃料运输通道, 电厂正常运行时它们均用带有双道填料的盖板密封。

4.9.3 系统运行

电厂正常运行时, 约 25% 贯穿安全壳的管路是不隔离的, 一旦接到隔离信号, 它们立即自动关闭。功率运行时不使用的管路处于行政控制下的隔离状态。AP1000 安全壳隔离系统的运行原则如下。

(1) 设计基准事故。

设计基准事故后, 安全壳内的温度、压力和放射性水平上升, 反应堆冷却剂系统和蒸汽发生器的参数变化也很大。安全壳隔离系统采用多样性的参数, 以多重的四取二逻辑产生安全壳隔离的驱动信号, 大部分工艺管路是按安全壳隔离 (T) 信号自动关闭隔离阀。

安全隔离信号由下列任一条件触发: 低稳压器压力、低主蒸汽管压力、低反应堆冷却剂冷段温度 T_c 、高安全壳压力及手动安全壳隔离。

(2) 设备冷却水系统。

设备冷却水管路贯穿安全壳是为了向主泵、化学和容积控制系统 (化容系统) 和废液处理系统的热交换器提供冷却水。由于主泵是根据安全驱动 (SA) 信号连锁脱扣的, 但是发出安全壳隔离 (T) 信号后, 主泵仍将继续运行。为了提供主泵可靠的冷却, 设备冷却水管路由安全驱动 (SA) 信号隔离。

(3) 上充管、正常余热排出系统管、安全壳扫气管的隔离。

化容系统和正常余热排出系统为非安全相关系统, 但化容系统的上充功能和正常余热排出功能起着纵深防御作用。上充管路和换料水箱的冷却管路的隔离信号为高安全壳放射性信号, 正常余热排出系统管路的隔离信号为高安全壳放射性或安全驱动 (SA) 信号 (可对 SA 信号复位)。因此, 只要不出现高放射性信号, 这两个系统可投入运行。

根据 NUREG 0737 要求, 安全壳气体过滤系统的隔离, 对安全壳内活性水平的上升应能快速响应, 以限制厂外剂量。安全壳扫气管路的隔离信号为高放射性信号或安全壳隔离 (T) 信号, 隔离阀的关闭时间要求小于 20s。

(4) 蒸汽发生器的隔离。

一旦主蒸汽管破裂, 蒸汽发生器迅速被隔离, 要求在 5s 内关闭主蒸汽隔离阀, 并同时关闭主蒸汽隔离阀的旁路阀、大气释放阀的隔离阀和蒸汽管的疏水阀, 以防止反应堆冷却剂系统过冷或防止安全壳内的压力过高。两个多重的主蒸汽管隔离信号由下列任一条件触发: 低主蒸汽管压力、高蒸汽压力变化率、高安全壳压力、低反应堆冷却剂系统冷段温度 (T_c) 及手动驱动。

为限制主蒸汽管破裂后的喷放速率, 每台蒸汽发生器的蒸汽出口管嘴处装有流量限制器。由于每个主蒸汽管上均有隔离阀, 因此若破口发生在隔离阀之前, 蒸汽的不可控喷放不会多于一台蒸汽发生器。

5 核辅助系统

5.1 化学和容积控制系统 (CVS)

5.1.1 系统功能

化学和容积控制系统 (化容系统) 完成如下非安全相关的功能:

(1) 净化——利用离子交换器和过滤器去除杂质, 保持反应堆冷却剂的纯度和放射性活度在规定的范围内。

(2) 反应堆冷却剂系统 (RCS) 的水装量控制和补给——在电厂正常运行时, 保持 RCS 的水装量和稳压器的程控液位。

(3) 调硼和化学控制——在电厂启动、停闭, 或补偿燃料消耗时调节硼浓度, 满足反应性的控制要求。调节反应堆冷却剂中氢氧化锂的浓度, 以控制 pH 值。

(4) 氧控制——在电厂功率运行期间, 保持反应堆冷却剂中溶解氢的含量, 在电厂冷启动阶段向 RCS 添加化学物; 以控制氧的浓度。

(5) RCS 的充水和压力试验——系统完成 RCS 启动前的充水和 RCS 密封性的水压试验。电厂调试阶段或 RCS 大修后的压力较高的强度性水压试验由临时的水压试验泵完成, 系统提供接头。

(6) 稳压器辅助喷雾——系统为稳压器提供辅助喷雾, 以降低 RCS 的压力。

(7) 供应含硼水——为其他系统提供含硼水。

5.1.2 系统描述

与常规的压水堆电厂相比, AP1000 的化容系统有较大的简化, 其主要特点如下:

(1) 全密封式的主泵无轴密封结构, 取消了主泵轴封水系统; 因此化容系统不需保持连续的上充流和下泄流。

(2) 为补偿 RCS 的正常泄漏, 补水泵根据稳压器的程控液位信号间断运行。

(3) 系统利用运行主泵的压头作为净化流的驱动力, 在安全壳内实现高压净化。

(4) 负荷跟踪期间, RCS 不调节硼浓度, 取消了硼回收系统。

(5) 取消了化学和容积控制箱, 实现高压加氢。

化容系统由再生式热交换器、下泄热交换器、离子交换器、过滤器、补水泵、水箱、管道、阀门和仪表等组成 (见图 5.1-24)。系统净化回路的高压设备布置在安全壳内, 利用主泵的压头提供 RCS 的旁路净化流。净化流从一台主泵

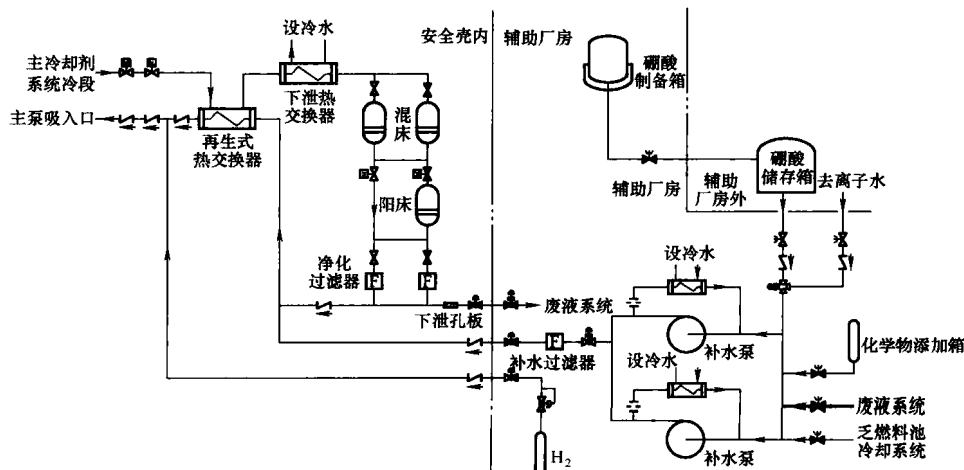


图 5.1-24 AP1000 化学和容积控制系统 (CVS)

的出口引出,经再生式热交换器和下泄热交换器冷却,降温至 54.4℃ 后再经一台混床、一台阳床和过滤器;然后返回再生式热交换器,被加热后再进入主泵的入口。

系统补水和下泄后的设备布置在安全壳外,补水泵的吸入口接有硼酸储存箱和化学物添加箱等设备。出口接有过滤器和高压加氢管路。

系统的主要参数见表 5.1-13。

表 5.1-13 化学容积控制系统主要参数

净化流量	22.7m ³ /h
补水泵 数量×流量 设计扬程	2×31.8m ³ /h 1768m
加锌剂量泵 数量×流量 设计扬程	1×0.011m ³ /h 2 250m
系统入口温度	280.7℃ (100%功率下) 291.7℃ (0 功率下)
下泄流去废液系统温度	54.4℃
硼酸储存箱容积	265m ³

1) 净化。

化容系统离子交换器的功能主要是去除放射性的腐蚀产物和离子态的裂变产物。系统的净化能力是根据在燃料设计基准破损率下,RCS 的活性低于规定限值的原则确定的。两台混床中一台正常运行,另一台备用。一台阳床为间断运行,当燃料元件破损或需要降低 RCS 的 pH 值时投入阳床。反应堆冷却剂中铯-136 的浓度应低于 1μCi/cm³。如果反应堆冷却剂裂变产物的浓度较高,化容系统的下泄流可通过节流孔板降压,然后排入放射性废液处理系统的脱气装置,除去放射性裂变气体。脱气后的含硼水进入暂存箱,由补水泵送回 RCS,以实现循环除气。

2) 容积控制。

正常运行时补水泵根据稳压器程控液位的死区自动间断运行,补偿 RCS 某一时间段内的正常泄漏。共有两台补水泵,一台运行,另一台备用。每台补水泵能补偿内径 ϕ9.5 管子或蒸汽发生器一根传热管破裂后的泄漏量。事故下可手动启动备用泵,以增加补水量。因此化容系统的补水具有纵深防御功能,减少非能动安全注射系统投入的概率。

3) 硼浓度调节。

RCS 的硼浓度调节是为了补偿启堆、停堆、换料和燃料引起的反应性变化。RCS 的硼化和稀释采用 2.5% 的硼酸溶液或去离子水,以补给和下泄的充排方式进行。2.5% 浓度的硼酸溶液由硼酸制备箱制备。

4) pH 值控制。

控制 RCS 的 pH 值的化学添加剂为氢氧化锂 (⁷LiOH)。功率运行时, Li⁷ 的浓度是变化的。寿期初由于硼的辐照分解产生较多的 Li⁷,需要间断投入阳床,以除锂控制 pH 值。寿期末 RCS 的硼浓度低,需要添加 Li⁷OH,以提高 pH 值。

5) 氧控制。

在启动阶段,RCS 升温升压初期,向 RCS 添加化学物除氧。功率运行时向 RCS 加 H₂,以减少燃料和一回路线表面的腐蚀,溶解 H₂ 的浓度应大于 25cm³ (STP) /kgH₂O。在计划停堆前 24h,可降至 15cm³/kg 左右。为此需利用放射性废液处理系统的脱气装置进行 RCS 的除气操作。系统设有一台加锌 (Zn) 剂量泵,连续向 RCS 添加醋酸锌,维持冷却剂中锌的浓度 (5~40ppb),以减少 RCS 内表面氧化膜的溶解,从而降低电厂职业辐射剂量。

6) 硼酸溶液补给。

需要供应硼酸溶液的设备有:非能动安全注射系统的堆芯水箱、安注箱和换料水箱 (IRWST),及乏燃料池等。

5.1.3 系统运行

5.1.3.1 电厂启动

化容系统为电厂启动提供 RCS 的充水。在 RCS 水实工况下,利用下泄控制阀和补水控制阀,建立和保持主泵启动所需的压力。此时,下泄流需旁路节流孔板排入废液处理系统。接着启动主泵,进行 RCS 的加热。在加热的初始阶段,向 RCS 添加化学物除氧,随后再加 H₂,使 H₂ 浓度达到 30cm³/kg 的正常值。稳压器建立汽腔后,补水泵自动根据稳压器的液位间断运行。

RCS 的另一种启动模式是在 RCS 抽真空的条件下充水,充水后 RCS 不经过水实工况,立即在稳压器内建立汽腔,并直接启动主泵,进行 RCS 的加热。

在反应堆临界前,为降低 RCS 的硼浓度,化容系统进行硼稀释操作。并进行化学分析,测量 RCS 的水质指标、硼浓度、氢浓度,接着提升控制棒。反应堆达到临界后,再次调节硼浓度,使控制棒组处于更佳的位置。

5.1.3.2 功率运行

反应堆稳态功率运行时,化容系统保持正常的净化流 (22.7m³/h),补水泵和下泄通道不运行。根据低稳压器液位信号,补水泵以硼酸溶液和去离子水设定的流量比自动进行补水。若稳压器出现高液位信号,则自动打开下泄阀,向废液处理系统排水。反应堆的功率由控制棒和灰棒调节。RCS 硼浓度调节仅为了补偿燃料的反应性,以使控制棒组的位置保持在规定的运行带内。

电厂负荷跟踪运行时,RCS 不需要调节硼浓度,反应堆功率的调节和氙变化的反应性补偿均由控制棒组和灰棒完成。

5.1.3.3 电厂停闭

在热停堆期间,RCS 温度维持在零功率时的温度,停堆后约 9h,氙毒的积累效应使停堆余量增至 3%Δk/k。停堆后若要再次启堆,RCS 需进行硼稀释操作,以提起停堆棒组。

在计划的冷停堆过程中,化容系统的净化回路连续运行。此外,停堆一开始,RCS 即进行除气操作,下泄流经废液处理系统的脱气装置除气,然后返回补水泵的吸入口。约 48h 后反应堆的活性水平和 H₂ 浓度才能达到人员可达性的要求。在 RCS 降温降压前,反应堆冷却剂的硼浓度应增加到冷停堆的规定值。冷停堆的后期,主泵停止运行,补水泵为稳压器提供辅助喷雾,以使稳压器进一步降温降压;而净化流则由正常余热排出泵提供驱动力。

5.1.3.4 事故运行

(1) 硼稀释事故。

功率运行时发生硼稀释事故,反应堆由超功率或超温 ΔT 停堆,接着停堆信号关闭两个多重的、安全相关的去离子水入口隔离阀,补水泵入口的三向阀切换至硼酸储存箱。停堆工况下发生硼稀释事故,由两个多重的源量程中子通量测量信号关闭去离子水隔离阀,三向阀切换至硼酸储存箱。

(2) 满溢保护。

一旦接到蒸汽发生器的高液位或稳压器的高液位信号,立即以安全相关的方式隔离化容系统向 RCS 的补水通路。

5.2 正常余热排出系统 (RNS)

5.2.1 系统功能

5.2.1.1 安全相关功能

(1) 在反应堆停堆冷却的第二阶段,保持反应堆冷却剂

系统 (RCS) 压力边界的完整性。

(2) 事故后, 为了长期保持安全壳的水装量, 提供安全壳补水的通路。

5.2.1.2 执照申请的相关功能 (为概率安全评价)

(1) 降低功率运行和停堆工况下发生界面系统 (旁路安全壳) LOCA 的概率。

(2) 在发生概率极低的堆芯熔化、反应堆压力容器熔穿的严重事故下, 提供安全壳向乏燃料池卸压放气的通路。

5.2.1.3 其他非安全功能

(1) RCS 的停堆冷却: 在停堆冷却的第二阶段, 将 RCS 从 176.7℃ 降到 51.7℃。

(2) 停堆净化: 在换料工况下, 向化容系统提供净化流, 以保持 RCS 和换料水池的水质指标。

(3) 冷却安全壳内置换料水箱 (IRWST): 需要时, RNS 提供 IRWST 的冷却, 保持 IRWST 的正常温度不高于 48.9℃, 事故后若非能动余热排出 (PRHR) 热交换器投入运行, RNS 保持 IRWST 的水温低于沸点。

(4) 事故后向 RCS 补水: 自动卸压系统 (ADS) 动作后, RNS 可将乏燃料运输容器装载坑的水补入 RCS, 以防止堆芯补水水箱水位继续下降而触发 ADS 第 4 级卸压阀的动作和 IRWST 的非能动注射。

(5) 事故后的恢复: 在非能动余热排出系统成功地缓解事故后, 允许由 PRHR 热交换器切换至 RNS 排出堆芯和 RCS 的热量。

(6) RCS 的低温超压保护: 在电厂启动、停闭和换料运行期间为 RCS 提供低温超压保护。

(7) 乏燃料池的冷却: 提供备用的乏燃料池的冷却手段。

5.2.2 系统描述

正常余热排出系统无能动的安全相关功能, 并不要求缓解设计基准事故。RNS 安全壳内设备和管路的设计压力与 RCS 相同, 其设备等级为 A 级 (安全 1 级), 贯穿安全壳的设备为 B 级 (安全 2 级); 其余安全外的为 C 级 (安全 3 级), 这部分的设计压力为 6.21MPa, 其最终破裂强度高于 RCS 的全压。

5.2.2.1 系统流程

RNS 为两个机械系列, 每个系列各有一个泵和一台热交换器 (见图 5.1-25)。一个系列的失效仅延长冷却时间, 不妨碍 RCS 的冷却。RNS 的入口总管和出口总管为两个系列共用。RNS 泵的入口总管从 RCS 热段引出后有坡度连续向下, 防止泵的入口管积气, 提高了泵运行的可靠性。RNS

的出口有小流量保护的管路。

系统的主要参数见表 5.1-14。

表 5.1-14 正常余热排出系统主要参数

从 RCS 到安全壳外侧隔离阀设计压力	17.24MPa
安全壳外的其余部分设计压力	6.21MPa
RNS 投入运行时的 RCS 压力	3.1MPa
RNS 投入运行时的 RCS 温度	176.7℃
设备冷却水正常供水温度	35℃
设备冷却水最高供水温度	43.3℃
RCS 冷却结束时的温度	51.7℃
冷却时间 (停堆后)	96h

5.2.2.2 主管道半水位 (半管) 工况

(1) 与常规的压水堆不同, AP1000 RCS 主管道热段的水平标高低于冷段的。其好处是 AP1000 为维修蒸汽发生器在下腔室内装管嘴密封盖, RCS 疏水的热段允许水位比传统的高得多, 此外, 由于主管道的冷段高于热段, 主泵电机允许在主管道半水位工况下拆卸。

(2) RNS 自 RCS 引出的接管嘴为阶梯形, 降低了出现旋涡的热段水位。试验表明, 即使出现旋涡, 最大含气量不超过 5%。

(3) 一旦 RNS 泵失效, 根据热段的窄量程低—2 液位信号, 自动打开 IRWST 的出口阀, 向 RCS 非能动补水。

5.2.3 系统运行

5.2.3.1 电厂启动

在冷停堆工况, RNS 的两台泵和两台热交换器运行。主泵投入运行后, 停止 RNS 泵, 但 RNS 仍与 RCS 连通, 以提供化容系统的低压下泄通路和 RCS 的低温超压保护。一旦稳压器建立汽腔, 即隔离 RNS。

5.2.3.2 电厂停闭

电厂停闭的第一阶段, RCS 的热量由蒸汽发生器的二次侧导出。停堆后约 4h, RCS 降到 176.7℃, 压力 3.1MPa 即开始第二阶段的停堆冷却。在投入 RNS 前, RNS 先循环 IRWST 的水。确认 RNS 的水硼化后, 再投入 RNS 的运行。RCS 的降温速率由 RNS 热交换器的旁路阀调节。温度降到 60℃ 时 RCS 可卸压、开盖。为打开蒸汽发生器下腔室的人孔盖, RCS 必须疏水至半管运行水位。疏水的速率应控制, 当水位降到半管运行水位的限值时, 下泄流量控制阀和隔离阀自动关闭。RCS 卸压开盖后, RNS 继续运行, 停堆后约 96h, RCS 降温至设计基准的环境温度 (51.7℃)。

5.2.3.3 换料

换料工况下, RNS 的两个机械系列继续运行, 后期可运行一个系列。RNS 具有为换料水池充水的能力。但为了改善池水的清晰度, 降低放射性剂量, AP1000 一般不用 RNS 通过反应堆向换料水池充水, 而由乏燃料池冷却净化系统 (SFS) 完成充水。

5.3 设备冷却水系统 (CCS)

5.3.1 系统功能

设备冷却水系统 (设冷水系统) 是闭式回路的冷却水系统, 在电厂正常运行工况下, 将各设备的热量传给厂用水系统, 被设冷水冷却的用户为非安全设备, 均无事故缓解功能。但下列用户具

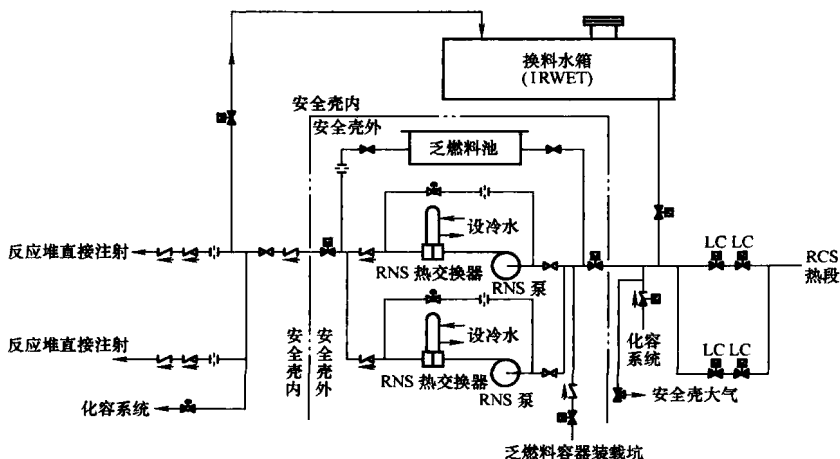


图 5.1-25 AP1000 正常余热排出系统 (RNS)

有非安全的纵深防御功能:

- (1) 正常余热排出系统 (RNS) 的热交换器和泵。
- (2) 化容系统补水泵的小流量冷却器。
- (3) 乏燃料池热交换器。

其他的非安全相关功能:

- (1) 提供放射性液体释放至环境的屏障。
- (2) 提供厂用海水泄漏至安全壳和反应堆系统的屏障。
- (3) 为各非安全设备提供冷却水, 以保证电厂的正常运行。

(4) 非能动余热排出 (PRHR) 热交换器动作后, 为 RNS 热交换器提供冷却水, 以冷却换热水箱 (IRWS) 的水。

(5) 在非能动堆芯冷却系统 (PXS) 缓解事故后的恢复阶段, 向 RNS 的热交换器提供冷却水, 以冷却堆芯。

5.3.2 系统描述

设备冷却水系统为非安全相关系统, 但它是保证电厂正常运行的重要系统, 因此系统采用多重的可靠设备, 并简化系统, 以保证系统运行的可靠性。系统设有两个机械系列, 每个系列各有一台泵, 一台热交换器。两个系列共用出口总管和入口总管 (见图 5.1-26)。出口总管有一支管通向安全壳, 以供水至主泵和下泄热交换器等设备, 另有支管分组通向安全壳外的其他设备。安全壳内设备冷却水系统的运行压力高于安全壳的设计压力, 以避免安全壳气体向系统的泄漏。设备冷却水正常供水的温度不超过 35°C , 最低温度不低于 15.6°C 。

在入口总管上接有一个波动箱, 波动箱能补偿设备冷却水温度变化引起的容积变化, 并能补偿系统的泄漏。水箱的容积是按 30min 内泄漏率为 $11.36\text{m}^3/\text{h}$ 的补偿能力设计。波动箱根据低水位信号自动补水。闭式的冷却回路由波动箱通大气。为防止各用户传热面上积垢和减少腐蚀, 系统需添加缓蚀剂。

两台设备冷却水泵为卧式离心泵, 每台的设计流量为 $2035\text{m}^3/\text{h}$, 扬程为 97.5m 。两台设备冷却水热交换器为板式结构, 板材为超奥氏体不锈钢 (AL-6XN)、钛或相当材料。热交换器内设备冷却水的运行压力高于厂用水的压力, 以防止厂用海水漏入设备冷却水系统。

5.3.3 系统运行

5.3.3.1 电厂启动

电厂启动前设备冷却水系统通常运行两个系列。主泵投入运行, 反应堆冷却剂系统 (RCS) 开始加热后, 即停止

RNS 泵的运行, 化容系统的下泄热交换器处于自动的温度控制, 以保持下泄流的恒定温度。在电厂启动过程中监测设备冷却水的流量和温度。一旦启动结束, 设备冷却水系统运行一个系列。

5.3.3.2 功率运行

电厂功率运行时, 设备冷却水系统的一个系列保持运行。另一系列处于备用状态。若运行系列故障, 备用系列自动启动。功率运行时, 波动箱自动补水, 以补偿系统的正常泄漏。设备冷却水应定期取样分析, 监测设备冷却水的水质指标。必要时添加缓蚀剂。

5.3.3.3 电厂停闭

停堆后约 4h, RCS 降温降压至 176.7°C 、 $2.76 \sim 3.1\text{MPa}$, RCS 进入停堆冷却的第二阶段。此时启动备用的设备冷却水泵和热交换器, 为 RNS 热交换器提供设备冷却水。接着启动 RNS 泵, RNS 投入运行。设备冷却水系统与正常余热排出系统 (RNS) 和厂用水系统一起, 在停堆后 96h 内, 将 RCS 温度降至 51.9°C 。

5.3.3.4 换料

设备冷却水系统两个系列运行, 为两台乏燃料池冷却热交换器提供设备冷却水, 以保持池水温度低于 48.9°C 。在堆芯整炉换料和池内累积 10 年的乏燃料情况下, 两台乏燃料热交换器和一台 RNS 热交换器的运行, 可将池水温度保持在 48.9°C 以下。

5.4 厂用水系统 (SWS)

5.4.1 系统功能

厂用水系统为开式的海水冷却系统, 也可以用河水、湖水与闭合的冷却塔, 这里暂考虑在沿海建造核电站, 用海水来冷却。系统的海水用作设备冷却水系统 (设冷水系统) 热交换器的冷却水。被加热后的海水最终将热量通过常规岛循环水的排水口排入大海。

厂用水系统通过设备冷却水系统冷却下列有纵深防御功能的非安全相关的热交换器。

- (1) 正常余热排出热交换器。
- (2) 乏燃料池冷却热交换器。
- (3) 化容系统补水泵的小流量热交换器。

5.4.2 系统描述

厂用水系统为非安全相关系统, 但具有纵深防御功能; 因此系统遵守单一故障准则, 设置多重设备, 保证系统运行的可靠性。即使一个能动设备故障, 或失去正常电源, 并同

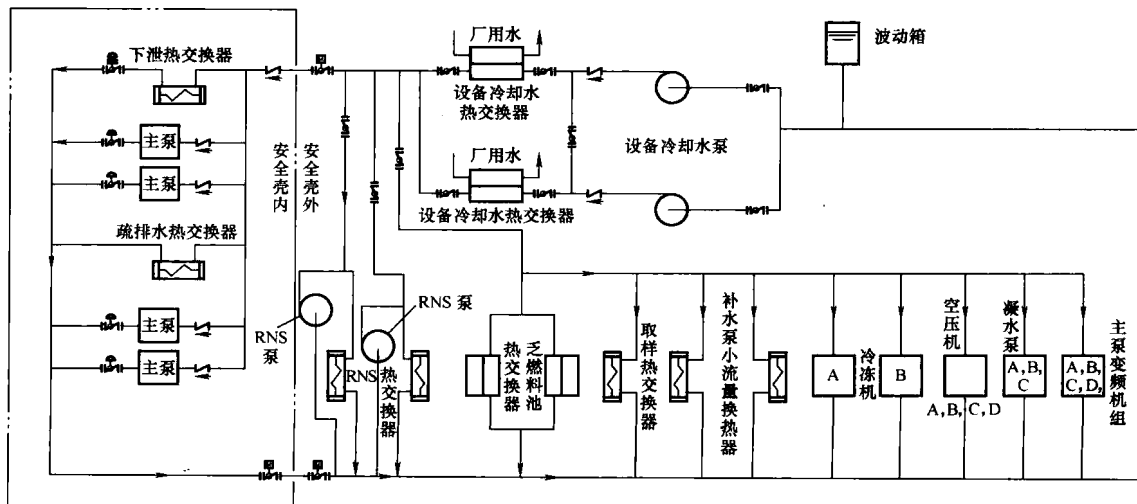


图 5.1-26 AP1000 设备冷却水系统 (CCS)

时失去一台柴油发电机组的情况下,厂用水系统也不会失去冷却功能。

系统有两台 100% 容量的海水泵、自动反洗滤网及相应的管道、阀门和仪表 (见图 5.1-27)。海水泵位于循环水泵房。海水在取水口通过拦污栅、检修闸门及旋转滤网清除大部分悬浮性物质后,进入循环水系统的进水池厂用水泵的吸入口。然后,厂用水被送入汽机厂房,经自动反洗滤网后进入设备冷却水热交换器。被加热的水最后经循环水系统的排水管,直接被排入大海。

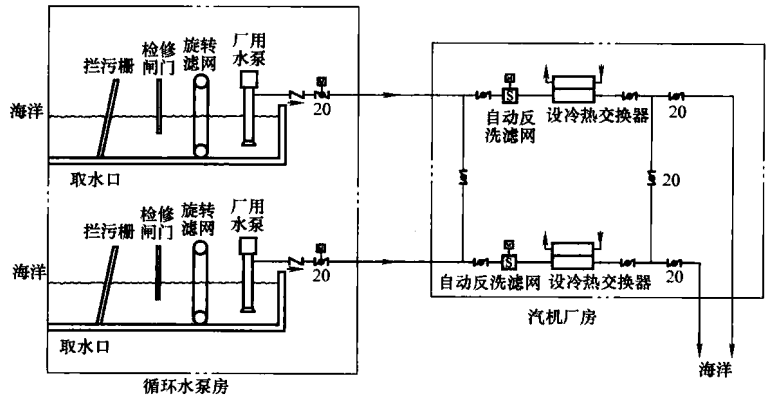


图 5.1-27 AP1000 厂用水系统 (SWS)

体取样的操作屏和控制屏。气体取样阀也用伸长杆手动操作。气体样品有稀释措施,稀释用的气体为 N_2 。气体取样用 N_2 喷射器为驱动器, N_2 由就地的 N_2 瓶供给。

5.5.3 系统运行

系统的主要取样点有: RCS 的两个热段、稳压器的水腔、两个安注箱、两个堆芯补水箱的顶部和底部、化容系统混床的出口、安全壳运行平台处的气体、安全壳地坑泵的出口等,另有就地取样点约 33 个。取样实验室分析的项目有:硼浓度,腐蚀产物的活性水平,溶解气体的浓度, pH 值,电导率,裂变气体含量,各种容器中的气体成分,安全壳内氢气含量,氯、氟、锂和 Na 的浓度及杂质含量等。

取样操作屏的正面装有带阀门伸长杆的取样流程图,以使操作人员确认操作的正确性。操作屏上的各种指示仪表指导操作人员正确控制取样流量和压力。

5.6 启动给水系统 (FWS)

5.6.1 系统功能

启动给水系统的正常功能是在电厂启动、热备用和停闭期间为蒸汽发生器提供给水,以导出反应堆冷却剂系统 (RCS) 的余热。不要求系统起事故缓解作用。但启动给水系统的投入,在 RCS 高温高压下通过蒸汽发生器导出反应堆的衰变热。因此,对于某些设计基准事件,如主给水系统失效和丧失正常电源等瞬态事件,系统可履行第二层次的纵深防御功能。避免了非能动余热排出 (PRHR) 热交换器不必要的投入,在长期的瞬态下也防止非能动安全壳冷却系统 (PCS) 的投入。

5.6.2 系统描述

启动给水系统为非安全相关系统。为保证系统运行的可靠性,系统设置了两个 100% 容量的机械系列。系统由两台并联的启动给水泵,一个凝水储存箱,以及相应的管道、阀门和仪表等组成 (见图 5.1-28)。每台泵的出口各有一个文

5.4.3 系统运行

在电厂所有正常运行模式下,厂用水系统均需运行。正常运行模式包括:电厂启动、功率运行、停闭和换料。厂用水系统在失去正常电源时,由电厂备用柴油发电机组供电。

(1) 电厂启动——系统两个系列运行。启动后期可停运一个系列。

(2) 功率运行——系统一个系列运行。运行泵故障,则备用泵自动启动。厂用水供水的最高温度为 33°C 。

(3) 电厂停闭——电厂停堆冷却的第二阶段,正常余热排出系统投入运行后,厂用水系统保持两个系列运行,供水温度小于 33°C 。

(4) 换料——系统两个系列运行。

5.5 核取样系统 (PSS)

5.5.1 系统功能

核取样系统在电厂正常运行期间从各工艺系统 (包括安全壳空气) 中收集具有代表性的液体、气体样品,供化学分析和放射性化学分析。液体取样分析是为了监测堆芯活性、监测燃料组件的完整性、评价离子交换器和过滤器的特性、规定各工艺系统的化学指标、监测放射性物质的泄漏以及保持反应堆冷却剂系统中 H_2 的允许浓度。取样分析的结果用来评价一回路水化学,并提出对策措施。

5.5.2 系统描述

核取样系统是手动操作系统。系统不要求缓解事故,或事故后取样。但 AP1000 的设计具有手段,可获得和分析高放射性的反应堆冷却剂、安全壳地坑和安全壳空气的样品,核取样系统分为液体取样和气体取样两个子系统。

5.5.2.1 液体取样子系统

液体取样子系统从 RCS 和辅助系统收集样品,并将其输送至核辅助厂房取样间的操作屏。取样操作屏为封闭式结构,有水泥墙屏蔽。封闭室内的阀门通过伸长杆在屏蔽墙外手动操作。正常运行时,利用液体系统的压力作为取样的驱动力,系统无压力时,借助专用的水力喷射器取样。取样操作屏可提供各种加压的、卸压的、稀释的或非稀释的样品。有些取样管直接由操作屏通向实验室,为在线监测提供连续的取样流。温度高的液体需通过冷却器,降温至 51.7°C 以下再取样。取样前清扫管路的流体被排入废液处理系统的暂存箱内。

5.5.2.2 气体取样子系统

气体取样子系统收集安全壳内的气体。气体取样共用液

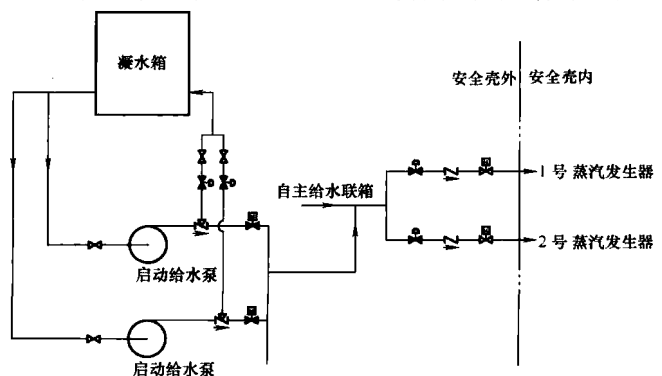


图 5.1-28 AP1000 启动给水系统 (FWS)

表 5.1-16 乏燃料池冷却系统主要参数

乏燃料储存能力		10 年的乏燃料加一个堆芯
乏燃料池水容积 (包括无燃料的储存格架)		685m ³
池水额定的硼浓度		2500ppm
SFS 系	数量×设计流量 设计扬程	2×272.6m ³ /h 90m

5.7.3 系统运行

5.7.3.1 正常运行

电厂正常运行期间, SFS 一个系列用于乏燃料池的冷却和净化, 另一个系列完成其他功能, 如换料水箱的冷却和净化, 或水的输送。

5.7.3.2 异常工况

SFS 不要求用来缓解设计基准事故。在不大可能发生 SFS 长期失效的情况下, 乏燃料的冷却靠池水的热容量来保证。至少在 7d 内, 水位维持在乏燃料组件之上。初始的 72h 由安全相关的水源供水。72h 至 7d 内, 由非能动安全壳冷却系统 (PCX) 的辅助水箱向乏燃料池补水。补水的水量取决于水池内乏燃料的衰变功率。衰变功率小于 2.3MW_t 时, 无补水也能至少保证 7d 的乏燃料冷却; 衰变功率大于 2.3MW_t, 但小于 2.5MW_t 时, 用运输容器冲洗坑的安全相关水源补水, 足以维持至少 7d 的乏燃料冷却; 当衰变功率大于 2.8MW_t 时, 从 PCX 的辅助水箱或/和安全壳的冷却水箱补水, 足以维持至少 7d 的乏燃料冷却。因为当反应堆的衰变功率小于 9MW_t 时, PCX 已不需要用来冷却安全壳, 所以这部分水可补充乏燃料池。PCX 的两个水箱和运输容器冲洗坑均可用重力自流方式向乏燃料池补水。

5.8 燃料操作与换料系统 (FHS)

5.8.1 系统功能

燃料操作和换料系统主要负责在反应堆厂房内进行堆芯燃料组件的装卸、更换操作和在辅助厂房内进行新燃料的接收、检查、储存和乏燃料的接收、检查、储存、发送的装卸操作。燃料组件在反应堆厂房与辅助厂房之间的运输是由一套共用的设备——燃料运输系统设备来实现的。

5.8.2 系统描述

燃料操作和换料系统主要设备有: 装卸料机、燃料运输系统设备 (包括燃料运输管道、运输小车、倾翻机、运输管道闸阀等)、燃料抓取机、新燃料升降机、新燃料储存架、乏燃料储存架、新燃料检查台架、直观检查装置、破损组件检查装置、手动操作工具 (包括新燃料操作工具、乏燃料操作工具、可燃毒物操作工具、控制棒抽插工具等)、水下照明设备、悬臂吊车、辅助厂房吊车、水闸门、控制棒检查平台等。

与堆芯燃料装卸、更换操作开始前有关的主要设备有: 反应堆厂房环吊; 反应堆容器顶盖吊具; 堆内构件吊具; 反应堆容器顶盖存放架; 压紧部件存放架; 吊篮部件存放架等。

燃料操作和换料系统中的设备主要功能如下:

(1) 在辅助厂房内进行用于反应堆首次堆芯装料和以后停堆换料时的新、乏燃料组件的装卸、检查和储存操作。

(2) 在反应堆厂房内进行燃料组件的装卸操作。

(3) 在反应堆厂房和辅助厂房之间进行燃料组件的水下操作。

(4) 在辅助厂房内进行乏燃料组件的储存和检查。

(5) 乏燃料运输容器清洗、运输等操作。

5.8.3 系统运行

燃料操作和换料系统所有的设备均是系统中不可缺少的

重要组成部分, 并且每个设备都用于进行各自的专项操作。

5.8.3.1 新燃料接收、检查和储存

(1) 新燃料接收。

新燃料的接收操作在核岛辅助厂房的新燃料开箱间进行。装有新燃料的运输容器运到辅助厂房开箱间后, 用辅助厂房吊车的燃料操作吊钩将新燃料运输容器从运输卡车上卸下, 吊运至新燃料运输容器停放区域。接着吊走容器盖, 把燃料组件托板翻转到垂直位置并锁住。然后再用连于燃料操作吊钩的新燃料短操作工具锁住燃料组件, 再松开燃料组件的抱紧匝, 最后燃料操作吊钩和新燃料短操作工具一起使用把燃料组件吊至新燃料检查区域。

(2) 新燃料检查。

运抵辅助厂房开箱间的新燃料组件, 从运输容器中一次一个地卸出并通过接收检查后, 送到检查装置上, 经进一步的外观检查及控制棒插入试验等技术条件规定项目的检查, 表明符合新燃料组件接收的技术条件要求后, 将新燃料组件吊至辅助厂房的新燃料储存架内储存。

(3) 新燃料储存。

经检查合格的新燃料组件, 用燃料抓取机运至辅助厂房的新燃料储存间的储存架内储存。储存间的储存容量保证充分满足堆芯一次换料所需的新燃料组件的数量。新燃料储存方式采用干式储存, 即由燃料抓取机把新燃料组件插入新燃料储存架内。

对于首炉新燃料的储存, 在新燃料到厂后, 超过新燃料储存间储存容量的部分, 则采用暂时储存于那些还未充水的乏燃料储存池的储存架内的方法。对于与燃料组件配套的相关组件, 均装入相应的燃料组件内运至现场, 同样经过检查并确认符合设计和运输技术条件要求后, 装入相应的新燃料组件内储存。

5.8.3.2 换料

堆芯换料是维持核电厂正常运转的重要的经常性工作之一。每个运行周期结束后都将进行一次换料操作。它包括停堆 (冷却和卸压) 后卸出达到设计平均卸料燃耗的燃料分区的燃料组件, 并按新的堆芯装载要求重新装入新燃料组件及倒换料堆芯内余下燃料分区的燃料组件的位置的全部操作过程。整个换料过程一般分为四个主要阶段: 准备、反应堆拆卸、换料操作、重新封装反应堆。

(1) 第一阶段: 准备。

1) 反应堆停堆、注硼、冷却至 60℃, 使 $k_{\text{eff}} < 0.95$ 。

2) 安全壳大厅内作辐射检测及清洗, 以便换料操作人员进入反应堆厂房。

3) 堆内水位降至略低于压力容器法兰面。

4) 连接装卸料机电缆并检查相关的换料设备。

(2) 第二阶段: 反应堆拆卸。

1) 拆除堆顶所有电缆、空气导管和密封连接件。

2) 检查水下灯、操作工具和燃料运输系统, 关闭换料池排水孔、卸下运输通道反应堆厂房侧的盲板。

3) 卸去压力容器主螺栓, 利用反应堆厂房环吊将压力容器顶盖吊起, 同时靠自重将换料水储存箱内的水通过乏燃料池冷却净化系统使之流进换料水池。

4) 随着换料水池水位的提高, 同时提升压力容器顶盖, 从而保持水位正好在顶盖下面。换料水池水位达到安全防护深度后, 取走压力容器顶盖并放置到存放架上。

5) 卸下控制棒驱动轴并利用堆内构件吊具把压紧部件从压力容器中卸出。

6) 至此, 燃料组件和控制棒组件上方已无妨碍物, 堆

芯可以换料。

(3) 第三阶段：换料操作。

换料之前，换料水池的水位已升到与乏燃料储存水池同样高度，燃料运输通道辅助厂房端的闸阀已打开，换料水池和辅助厂房水池之间的通信联络线路已准备好。燃料装换料操作程序如下：

1) 装卸料机定位于堆芯燃料组件上方，用装换料机把乏燃料组件提到足以不受压力容器妨碍的高度，同时仍留有足够覆盖水层厚度以防止对操作人员的辐射危害。

2) 燃料运输小车运载着一个新燃料组件从辅助厂房通过运输管道移动到换料水池（小车上的燃料篮可容纳两个燃料组件），利用倾翻机将燃料篮由水平翻至垂直状态。

3) 此时，将抓有乏燃料组件的装换料机移动到小车空燃料篮上方并成一直线位置，把乏燃料组件装入空燃料篮。

4) 再次移动装换料机到载有新燃料组件的燃料篮上方并抓取新燃料组件。

5) 装换料机返回堆芯区域，将新燃料组件插回堆芯。

6) 倾翻机将燃料篮由垂直翻至水平状态，运输小车把乏燃料组件通过燃料运输通道传输到辅助厂房并倾翻至垂直状态。

7) 用燃料抓取机和乏燃料操作工具把新燃料组件装入运输小车燃料篮（新燃料组件通过新燃料升降机及新燃料操作工具事先已经存放到乏燃料储存架内）。

8) 同样利用燃料抓取机和乏燃料操作工具把乏燃料组件卸下，放入预定的乏燃料储存架内。

9) 再次将燃料篮由垂直翻至水平状态，运输小车移动到反应堆厂房的换料水池，燃料篮由水平翻至垂直状态。

10) 与此同时，装卸料机将堆芯余下部分的待倒位的燃料组件在堆芯倒位，以及新燃料组件加装入堆芯。

11) 继续重复上述操作过程，直至堆芯换料完毕。

(4) 第四阶段：重新封装反应堆。

完成堆芯装换料操作以后，重新封装反应堆，其操作过程基本上与反应堆拆卸的操作过程一样，仅仅操作次序颠倒一下。

5.8.3.3 乏燃料储存及运输

(1) 乏燃料储存。

反应堆换料时从堆芯卸出的乏燃料采用水下密集型布置方式储存在辅助厂房乏燃料水池的乏燃料储存架内。乏燃料水池是池底和四壁衬有不锈钢壁面的混凝土结构，与辅助厂房构成整体结构。池内充以硼酸去离子水，池水由冷却和净化系统保持其规定的温度和水质条件。

乏燃料储存架具有一定的设计储存容量，保证存放反应堆运行10年的正常换料卸料量。

(2) 乏燃料运输。

乏燃料组件的运输包括乏燃料装入乏燃料运输容器，并外运到外装运的全过程。乏燃料组件的运输由辅助厂房吊车、燃料抓取机、容器专用运输卡车及相应的操作工具完成。乏燃料组件装在专用的密封乏燃料运输容器中外运。乏燃料装入运输容器的操作及容器的清洗、检查在运输容器装料池和清洗池内进行。装料池和清洗池为两个毗邻的坑位，均位于燃料厂房内乏燃料储存水池旁侧。它们均为内衬不锈钢壁面的混凝土结构，与乏燃料储存水池成整体结构。

5.9 安全壳泄漏率试验系统（VUS）

5.9.1 系统功能

安全壳泄漏率试验系统的功能是为安全壳、安全壳贯穿件和安全壳隔离阀定期的泄漏率试验提供手段，并测量、记录单个贯穿件和隔离阀的泄漏率及安全壳整体的总泄漏率，

以验证泄漏率在技术规格书规定的限值范围内。

5.9.2 系统描述

VUS为非安全相关系统。系统由加压设备、仪表、阀门和管道等组成。系统定期完成安全壳三种类型的泄漏率试验：

A类——安全壳整体总泄漏率试验。

B类——安全壳贯穿件泄漏率试验。

C类——安全壳隔离阀泄漏率试验。

用于A类试验的、为安全壳加压的主要设备是空气压缩机及后置冷却器、气水分离器和干燥器等。整套加压设备便于安装、运输。试验时，将临时安装的设备用管子与贯穿安全壳的固定接管相连。空气压缩机由引擎驱动，容量为297.3scm/min，干燥器前压力为0.79MPa。压缩机至少三台，一台的失效不影响安全壳升压时间的要求。为进行安全壳试验，安全壳内装有温度和湿度的传感器。

B类和C类试验为局部性的泄漏率试验。试验是利用临时安装的可移动式泄漏率试验屏。试验屏包括压力控制器、过滤器、压力表和流量计等。

5.9.3 系统运行

安全壳泄漏率的首次试验在电厂建造的调试阶段完成，以后则进行定期试验。在安全壳事故后的峰值压力下，安全壳允许的最大泄漏率为安全壳空气质量的0.1%/d。

5.9.3.1 安全壳整体总泄漏率试验（A类）

A类试验的方法是，先用空气将安全壳加压到事故后的峰值压力，再根据安全壳压力随时间的变化和安全壳大气各参数的测量值，计算该时间段内空气质量的减少值，以确定安全壳的总泄漏率。8h时间段的测量已有足够的精度。安全壳A类试验的压力为设计基准事故计算的峰值压力 $\pm 4\%$ 。安全壳的升压速率为34kPa/h，降压速率限制在69kPa/h左右。安全壳加压系统的管路按安全壳结构完整性试验压力0.555MPa设计。

5.9.3.2 安全壳贯穿件的泄漏率试验（B类）

B类试验包括带有弹性密封、填料密封和膨胀波纹管密封的贯穿件、电气贯穿件、人员闸门和设备闸门等。其试验方法是将密封边界用空气或N₂气加压至要求压力，并保持该压力，用流量计测量补气流量（即泄漏率）。另一种办法是压力衰减法，在已知容积的密封边界内测量压力的衰减速率，再计算泄漏率。

5.9.3.3 安全壳隔离阀的泄漏试验（C类）

C类试验是在隔离阀正常关闭状态下进行。在阀门进口侧的密封边界内加压，使阀盘两侧的压差大于要求压力。试验方法可用压力衰减法或流量测量法。LOCA事故后，若阀盘有可能与安全壳相通，则试验介质用空气或N₂气。若LOCA事故30天后管路（如蒸汽发生器的给水管和排污管）中仍充有液体，则试验介质用液体，但试验压力为1.1倍的规定压力。

6 三废系统

6.1 放射性废液系统（WLS）

6.1.1 功能

放射性废液系统（WLS）用来控制、收集、输送、储存和处理在电站正常运行以及预期运行瞬态工况下产生的放射性液体废物。

WLS没有直接的安全功能，但经过该系统处理的废液不能对公众及操作人员造成任何有害的电离辐射。

6.1.2 系统描述

WLS主要采用离子交换处理工艺,并结合移动设备对放射性废液进行处理。系统主要设备有疏排水箱、疏水泵、

地坑、地坑泵、真空脱气装置、储存水箱、过滤器、离子交换树脂床、监测箱等。WLS系统流程图参见图 5.1-30。

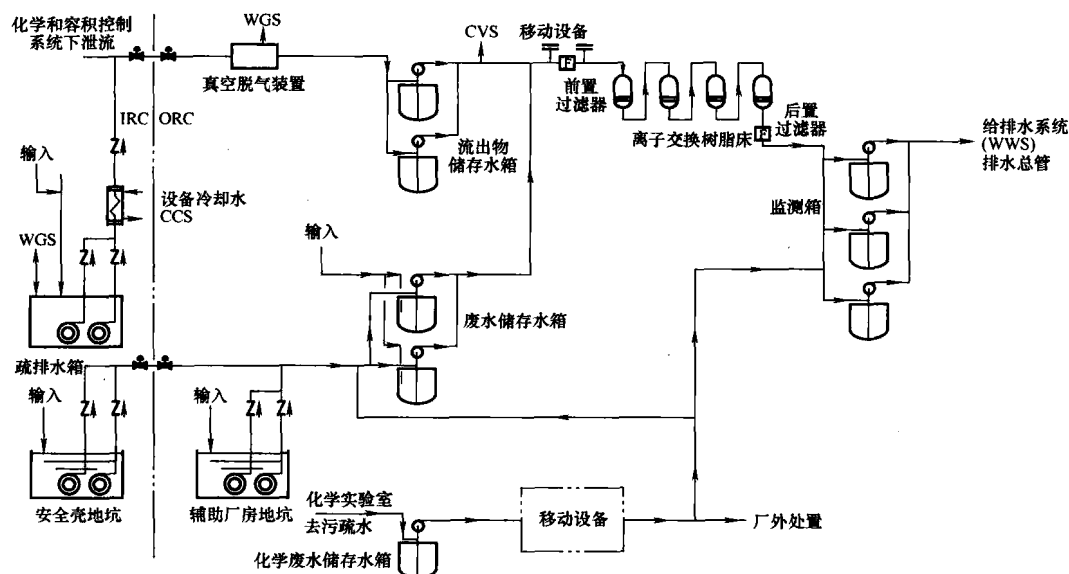


图 5.1-30 放射性废液系统流程

放射性废液根据流体特性分别收集在不同的箱体或地坑内,经离子交换或移动设备处理后送监测箱监测排放或送厂外处置。系统设计成可以利用已安装的设备处理电厂正常运行和预期运行瞬态下产生的大多数放射性废液,利用临时的移动设备处理那些事故工况下产生的或不适合用现有已安装设备处理的废液。系统提供了与这些移动设备的接口,并允许移动设备与已安装的设备同时使用。

WLS处理的主要放射性废液可分为以下几类:

- (1) 含硼的反应堆冷却剂系统(RCS)流出物。
- (2) 地面疏水和含有高悬浮物颗粒的工艺废水。
- (3) 去污废水。
- (4) 化学废水。
- (5) 蒸汽发生器排污水。

WLS系统主要参数见表 5.1-17。

表 5.1-17 放射性废液系统主要参数

疏排水箱容积	1×3.4m ³	监测箱容积	3×56.8m ³
流出物储存水箱容积	2×106m ³	真空脱气装置处理能力	22.71m ³ /h
废水储存水箱容积	2×56.8m ³	离子交换处理能力	17m ³ /h
化学废水储存水箱容积	1×33.7m ³		

6.1.3 系统运行

正常运行工况下,RCS流出物、地面和工艺废水经离子交换处理后监测排放。化学和去污废水由移动设备进行预处理,然后根据流体性质决定进行进一步离子交换处理后监测排放或者直接监测排放或者送厂外最终处置。

6.1.3.1 RCS流出物

正常运行时,来自反应堆厂房内一回路的系统和设备的泄漏和疏水收集在疏排水箱内。疏排水箱由氮气覆盖,当疏排水箱达高液位时自动启动疏水泵,废液经疏水冷却器冷却后送真空脱气装置脱气,去除氢和裂变气体。脱气装置内设有液位测量仪表,当发生高液位时,自动关闭下泄控制阀和

安全壳隔离阀。脱气后的废液进入流出物储存水箱。系统设有两个反应堆冷却剂流出物储存水箱,箱内设有高液位报警和氢气探测仪,并设有混合及取样装置。箱内废液可以循环通过脱气装置,以进一步除气。当储存水箱内发生高液位报警时,由泵将箱内废液送离子交换床或移动设备处理或直接送监测箱监测排放。通常,储存水箱内的废液,经过一个前置过滤器、四台串联的离子交换树脂床、一个后置过滤器处理后,最后进入监测箱进行监测排放。四台树脂床串联布置,可根据流体性质,手动隔离任何一台树脂床,最后两台树脂床可相互切换以保证树脂的充分利用。WLS设有三个监测箱,一个监测箱满时自动切换到另一个监测箱。过程中产生的放射性气体排往 WGS 或放射性区域通风系统(HVAC) 进行处理。

另外,在反应堆计划冷停堆前或燃料元件破损时,WLS可与化学和容积控制系统(CVS)一起对反应堆冷却剂进行循环脱气处理。此时,WLS优先处理来自CVS的下泄流,首先排空一个流出物储存水箱,准备接纳脱气后的下泄流,同时关闭疏排水箱出口隔离阀,防止疏排水箱内的废液进入真空脱气装置。下泄流经脱气装置脱气后,废气排往WGS,废液进入空的流出物储存水箱,然后通过CVS返回RCS。

6.1.3.2 地面和工艺废水

正常运行时,来自反应堆厂房放射性区域的设备和地面冲洗水收集在安全壳地坑内,来自辅助厂房放射性区域的设备和地面冲洗水收集在辅助厂房地坑内。地坑液位高报时,自动启动地坑泵将废液送往废水储存水箱内。系统设有两个废水储存水箱(箱内设有混合和取样装置),为改善过滤和离子交换性能,可在储存水箱内添加适当的添加剂。当储存水箱内液位高报时,提醒操作人员并启动泵将箱内废液送离子交换床处理。废水先经过一个前置过滤器去除杂质,然后经树脂床、一个后置过滤器处理后,最后进入监测箱进行监测排放。如果监测箱内取样结果不满足排放要求,则废水将重新返回废水储存水箱或直接返回过滤器和树脂床重新处理。

6.1.3.3 化学和去污水

正常运行时,化学废水和去污水收集在化学废水储存水箱内。

去污水放射性活度较低,可不经处理直接监测排放,若需要进一步处理,可选择以下方式:将去污水送往废水储存水箱,按地面和工艺废水处理;将去污水送往中央处理设施进行处理;可通过移动设备用过滤、渗析或蒸发等处理方式进行处理。

化学废水通过添加化学试剂调整溶液的 pH 值或其他性能,然后送监测箱进行稀释排放。当废水中含有不允许直接稀释排放的物质时,该部分化学废水可通过移动设备处理后监测排放或送往废水储存水箱等待进一步处理,或者放入高完整性容器(HIC)内送中央处理设施内进一步处理。

6.1.3.4 蒸汽发生器排污水

正常运行时,蒸汽发生器排污水为非放射性疏水,由蒸汽发生器排污系统或汽机房给排水系统处理。在事故工况下,如果由于蒸汽发生器传热管破裂而导致放射性物质泄漏到二回路,则蒸汽发生器排污水可送到废水储存水箱内,然后按地面和工艺废水处理方式进行处理。

另外,系统可通过移动设备处理事故工况下产生的或不适合用现有已安装设备处理的液体废物。系统提供了与这些移动设备的接口,并允许移动设备与已安装的设备同时使用。流出物储存水箱、废水储存水箱内的放射性废水可以先通过移动设备处理,再经离子交换和后置过滤器,最终进行监测排放。

6.2 放射性废气系统(WGS)

6.2.1 系统功能

放射性废气系统(WGS)用于收集、处理并排放含氢和放射性废气,以保持厂外放射性的释放在可接受的限值内。

WGS没有直接的安全功能,但由于气体带放射性,故在设计上要考虑防止放射性气体泄漏到环境中。

6.2.2 系统描述

WGS采用活性炭延迟床处理技术对含氢和放射性气体废物进行处理。系统靠流体自身压力运行,且不考虑废气重复利用。被处理的废气一次性流经整个系统后直接排放到通风系统(HVAC)中。系统主要设备包括气体冷却器、汽水分离器、一个活性炭保护床、两个活性炭延迟床。系统还包括一个氧气分析系统和气体取样系统。WGS流程图见图 5.1-31。

整个系统采用焊接结构、微正压运行。来自疏排水箱和WLS脱气装置的放射性气体,经气体冷却器冷却后进入汽水分离器,分离后的废液回WLS,废气进入活性炭保护床。

保护床可以避免活性炭延迟床受到废气因异常情况而携带的水汽或化学物质的沾污。最后废气通过两个 100% 容量的活性炭延迟床,裂变气体经活性炭动态吸附和延迟衰变后排往通风排放管线。系统出口排放管线上设有辐射监测仪表,并设有氮气吹扫管线。该监测仪表与出口隔离阀连锁,当处理后的废气达不到排放标准,出口隔离阀自动关闭,废气返回WGS的入口重新处理。两台活性炭延迟床为一用一备,可以单独使用也可同时使用。

为防止水汽进入活性炭延迟床,系统设有汽水分离器、自动疏水装置、活性炭保护床、监测仪表等保护装置。

为防止氢气燃烧,系统设有氢气和氧气测量仪表以及氮气吹扫管线以及气体取样回路。另外,出口管线的排放隔离阀可在通风系统低流率的情况下自动关闭,防止通风系统内氢气累积。

系统主要参数见表 5.1-18。

表 5.1-18 放射性废气系统主要参数

设计的气流压力	0.014MPa	活性炭装载量	2100kg
设计气流量	0.014m ³ /min (标准工况下)	Xe 滞留时间	61.2d
活性炭床运行温度	25℃	Kr 滞留时间	2.2d

6.2.3 系统运行

WGS为间歇运行系统。当没有放射性废气进入WGS时,系统通过氮气管线对系统进行加压以维持WGS微正压运行,防止低流量时空气的进入。当WGS正常运行时,系统靠进入WGS的气体本身的压力运行。

来自WLS脱气装置以及疏排水箱的含氢和放射性气体,首先进入气体冷却器,通过冷冻水系统将它冷却到45°F(9℃),接着进入汽水分离器将所含水汽去除,随后通过活性炭保护床进一步去除水分以防止活性炭延迟床受到废气因异常情况而携带的水汽或化学物质沾污,最后废气通过两个100%容量的活性炭延迟床,裂变气体经活性炭动态吸附以及延迟衰变后排放。在衰变期间裂变气体经辐射衰变,明显降低了离开系统的废气的活性。

经衰变处理的废气通过辐射监控排放到通风排放管线。在高放射性情况下,辐射监控仪表连锁关闭废气处理系统排放隔离阀。排放隔离阀可在通风系统低流率的情况下关闭,防止通风系统内累积氢气。

系统正常运行时,取样回路连续运行以在线监测系统中的氧含量。当系统中氧含量高于设定值时,自动关闭WLS脱气装置真空泵,阻止更多含氧废气进入WGS。

6.3 放射性废固系统(WSS)

6.3.1 功能

放射性废固系统(WSS)是为了收集和储存在电厂正常运行期间,包括预期运行瞬态时产生的废树脂、深床过滤器介质、废过滤器芯子、干的放射性废物以及混合废物。该系统不适宜处理大型的放射性废物,例如堆芯构件或者来自电厂二回路放射性废物。系统主要功能如下:

(1) 运输或暂存来自废液处理系统、化学和容积控制系统和乏燃料池冷却系统的各种离子交换床和过滤器中的废离子交换树脂和深床过滤器

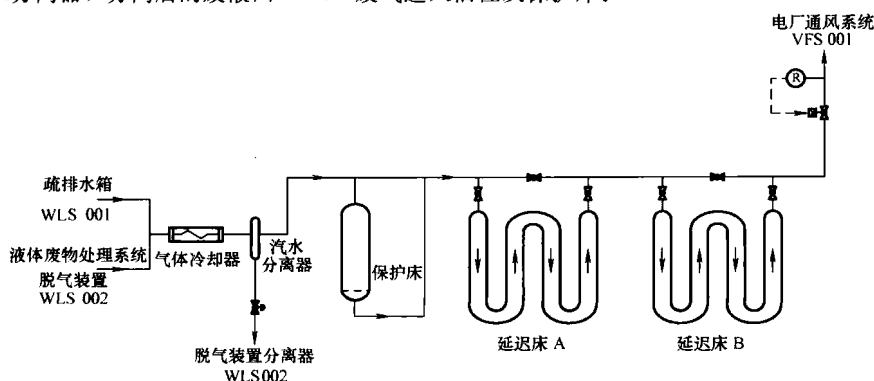


图 5.1-31 放射性废气系统流程

介质。

- (2) 对废树脂和过滤器介质进行混合、取样和转运。
- (3) 在尽可能降低人员辐射剂量和辐射污染的条件下, 提供置换、输送、取样和暂存过滤器芯子的手段。
- (4) 暂存来自电厂加热、通风和空调系统的废过滤器。
- (5) 将固体废物按放射性水平高低进行分类和暂存。
- (6) 放射性危险废物的暂存。
- (7) 对辐射控制区的非放射性废物进行分拣。
- (8) 在向厂外运输中断或延迟的情况下, 提供至少 6 个月的储存能力。
- (9) 为使用移动处理设备提供场所和支持服务。
- (10) 将液体废物送回到放射性废液系统进行后续处理

并监控排放。

WSS 没有直接的安全功能, 但由于该系统处理的是放射性固体废物, 故在设计时要考虑放射性不污染环境并不对操作人员造成危害。该系统的设备需考虑屏蔽和相应防护措施。

6.3.2 系统描述

WSS 位于核辅助厂房和放射性废物厂房内, WSS 流程图参见图 5.1-32。除废树脂和过滤器介质通过该系统安装的固定设备处理外, 其他固体废物皆通过移动设备或中央处理设施进行处理。WSS 主要设备包括废树脂储存箱、树脂混合泵、树脂转运泵、树脂过滤器和树脂取样装置以及过滤器更换所需的屏蔽容器。单堆固体废物年产生量见表 5.1-19。

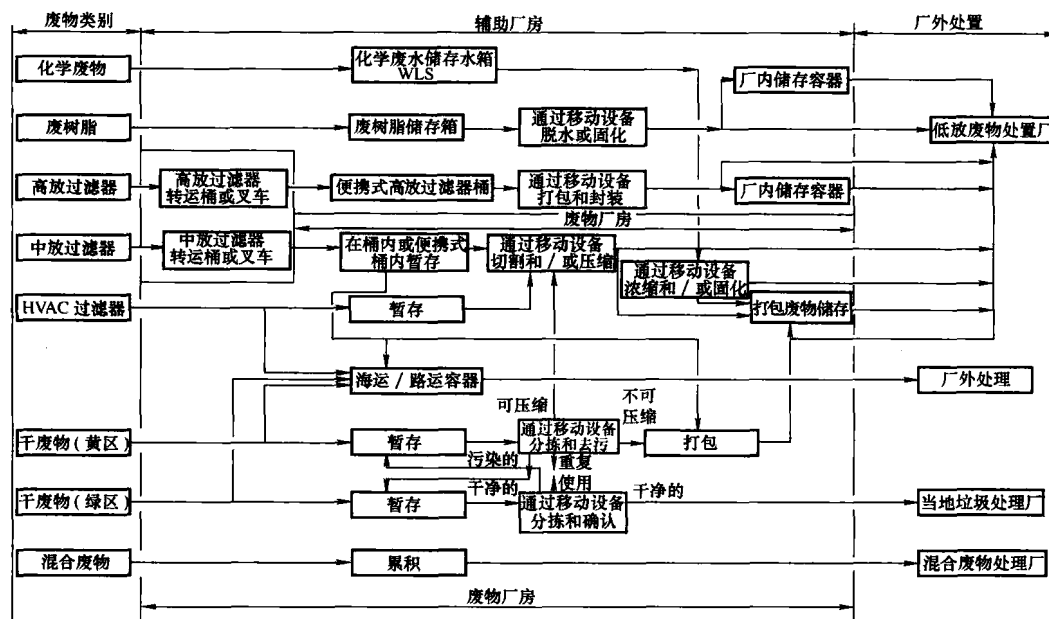


图 5.1-32 放射性废固系统流程

表 5.1-19

单堆固体废物年产生量

来 源		预期产生量 (m ³ /年)	预期最终处置量 (m ³ /年)	最大产生量 (m ³ /年)	最大最终处置量 (m ³ /年)
湿废物	一回路树脂 (包括废树脂和活性炭)	11.3	14.4	48.1	61.2
	化学废物	9.9	0.6	20	1.1
	混合液体	0.4	0.5	0.85	0.96
	二回路冷凝水净化树脂	0	0	5.8	7.3
	蒸汽发生器排污物质 (树脂和滤膜)	0	0	15.3	19.3
	湿废物总量	21.7	15.5	89.9	89.8
干废物	可压缩干废物	107.9	22.9	205.6	43.9
	不可压缩固体废物	6.6	10.6	16.1	25.8
	混合固体废物	0.14	0.21	0.28	0.42
	一回路过滤器 (包括高放和低放过滤器)	0.15	0.74	0.27	1.95
	干废物总量	114.8	34.4	222	72
湿废物和干废物总量		136.5	48.9	312	161.9

系统设计时采用移动设备进行固体废物处理, 以便将来应用最新技术并避免已安装的放射性废物处理设备落后问题。除废树脂和过滤器介质处理设备外, 其余废物处理设备皆不属于该系统范围内而属于中央处理设施。中央处理设施包括移动设备、废物分拣、切割设备、压缩打包装置、去污热车间、洗衣房以及固体废物暂存库等。中央处理设施不在 WSS 范围内, 在设计时按整个厂址的容量考虑。

6.3.3 系统运行

固体废物大致可分为湿固体废物和干固体废物。这些废物包括废树脂、过滤器、可压缩废物、不可压缩废物、混合废物和化学废物。产生的所有打包和储存的放射性废物都将运走处置。WSS 没有长期储存废物的能力, 废物只是暂存以备外运。

(1) 废树脂的处理。

一回路系统中离子交换床内的废树脂用除盐水冲刷到位

于辅助厂房的机动轨道车站内的废树脂储存箱,然后利用废树脂混合泵在两个储存箱间进行再循环,以便充分混合使得取样具有代表性。当积蓄到一定量,启动移动处理设备将树脂冲洗到两个 4.5m^3 的高完整性容器(HIC)内并经脱水后送厂外处置。两个废树脂储存箱以及高完整性容器,在废树脂的预期产生值下,可以提供一年多的储存能力,即使在最大产生率下,也能提供至少6个月的储存能力。

废树脂的处理未包括二回路蒸汽发生器排污系统中的废树脂,正常情况下,蒸汽发生器排污系统的废树脂不含放射性,不作为湿废物储存。但当树脂受到辐射污染时,就从冷凝水净化容器直接送到临时处理设备,或者经过废树脂储存箱再送到临时处理设备,按照厂外处置的要求将树脂脱水处理放入HIC后送厂外处置。

(2) 废过滤器的处理。

使用过滤器转运桶来减弱化学和容积系统和乏燃料池冷却系统过滤器的高放射性。整个过程为遥控操作,先将过滤器容器排净水,然后打开过滤器的盖子,再将过滤器滤芯装入转运桶,封上转运桶底盖。随后,转运桶被送到辅助厂房铁轨车站暂存,准备装载运出厂外处置。

(3) 可压缩废物与不可压缩废物的处理。

可压缩废物包括 HVAC 过滤器、防污布、鞋套和头罩等;不可压缩的废物包括活性炭和其他固体废物(损坏的工具和木材)。按测定的剂量分为低、中、高放三档废物(小于 5mR/h 为低放,大于 5mR/h 小于 100mR/h 为中放,大于 100mR/h 为高放)。低放废物按非放射性废物处理;中放废物在移动设备分类去除可再利用的废物(防护衣、工具)以及较大的不可压缩废物,剩下的使用移动设备将其压实、打包;高放废物也先使用移动设备将其压实、打包;最终将已经打包的废物装载运出厂外处置。

(4) 化学废物和混合废物的处理。

化学废液经移动设备减容打包后储存在放射性厂房内的打包储存间。混合废物暂时储存在安全壳内,直到运送到放射性废物厂房废物暂存间。

7 AP1000 的主要设备及其特征

7.1 反应堆压力容器

7.1.1 功能和技术特点

7.1.1.1 功能

反应堆压力容器(如图 5.1-33 所示)是包容堆芯核燃料、控制部件、堆内构件和反应堆冷却剂的承压容器,是反应堆冷却剂系统的高压承压边界设备。它由筒体、顶盖、接管、O 形环和螺栓、螺母等部件组成。

7.1.1.2 主要技术特点

(1) 压力容器呈圆筒体,底封头呈半球状,顶盖为由法兰固定的可拆式半球形封头。

(2) 压力容器的部件都采用锻件,在活芯区没有焊缝。

(3) 作为一项安全改进,堆内中子注量率和温度测量装置由反应堆堆顶进入堆芯,因此,反应堆压力容器下封头没有中子注量率测量管的接管座,消除了因反应堆压力容器下封头发生泄漏导致冷却剂丧失事故和堆芯裸露的可能性。堆芯固定在压力容器内尽可能低的位置,以缩短事故工况下冷却剂再次淹没堆芯所需的时间。

(4) 反应堆压力容器在 17.1MPa 、 343°C 的运行条件下,设计寿命为60年。

(5) 反应堆压力容器的入口管嘴的水平位置高于出口管

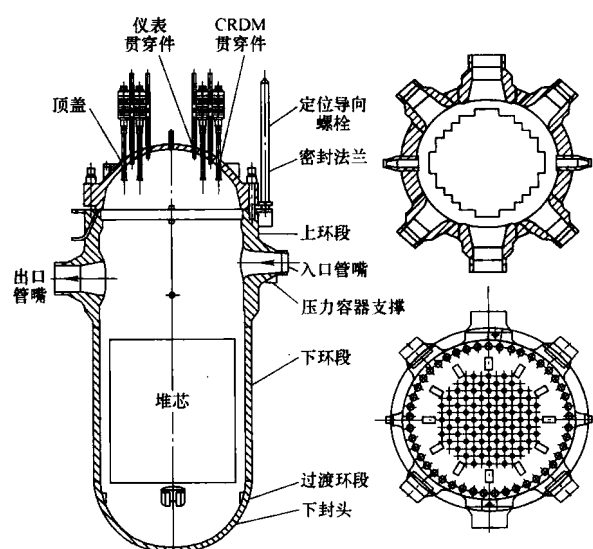


图 5.1-33 反应堆压力容器

嘴。这样布置的优点:在半管运行情况下,维修主泵电机时,可以不需要将堆芯从反应堆压力容器取出。

(6) 反应堆压力容器支撑设在入口管嘴下部。

7.1.2 主要技术参数

反应堆压力容器主要技术参数见 1.4.5 节。

7.1.3 安全分级

反应堆压力容器属于安全 A 级、抗震 I 类设备。

7.2 蒸汽发生器

7.2.1 功能和技术特点

7.2.1.1 功能

AP1000 采用两台典型的直立式 U 型管自然循环蒸汽发生器(见图 5.1-34)。

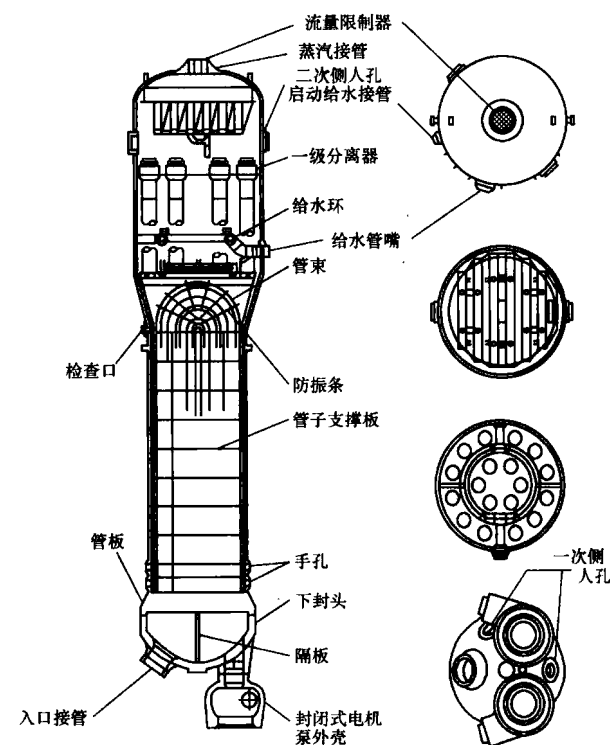


图 5.1-34 蒸汽发生器

7.2.1.2 主要技术特点

(1) 蒸汽发生器的 U 型传热管采用三角形排列。

(2) 蒸汽发生器在全挥发处理二次侧水化学条件下运行。

(3) 管板上的传热管采用全深度液压膨胀。

(4) U型传热管采用镍-铬-铁合金 690 热处理管。

(5) 采用三叶状孔(梅花孔)支撑板,改进了防振条工艺。

(6) 采用一体化的汽水分离器。

(7) 采用椭圆形的一次侧下腔室,便于机器人工具进出和维护保养。

(8) 蒸汽发生器下封头直接与两台主泵的壳体相连接。

7.2.2 主要技术参数

蒸汽发生器的主要技术参数见 1.4.6 节。

7.2.3 安全分级

蒸汽发生器属于安全 A 级和抗震 I 类设备。蒸汽发生器壳侧属于安全 B 级和抗震 I 类部件。

7.3 反应堆冷却剂屏蔽电动泵 (CMP)

7.3.1 功能和技术特点

7.3.1.1 功能

AP1000 采用全密封式的 60Hz 反应堆冷却剂屏蔽电动泵(以下简称为主泵,见图 5.1-35),其功能是输送反应堆冷却剂,使其在堆芯、冷却剂回路和蒸汽发生器之间的循环。主泵具有转动惯性大、可靠性高、维护保养要求低的特点。

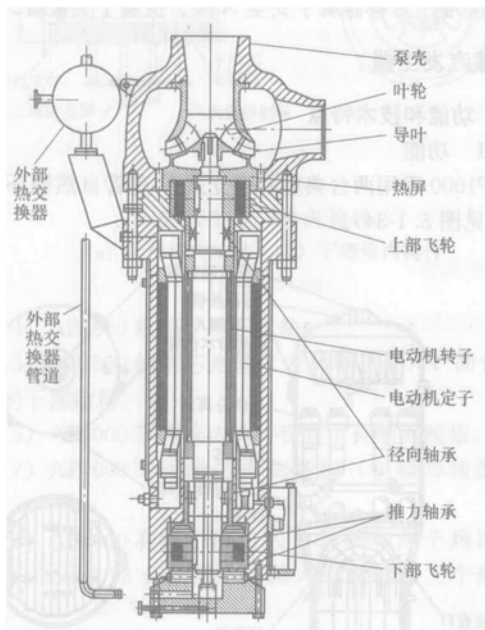


图 5.1-35 AP1000 反应堆冷却剂屏蔽电动泵

7.3.1.2 技术特点

(1) 每台蒸汽发生器各有两台主泵,主泵直接与蒸汽发生器的下封头连接。这种结构设计取消了主泵与蒸汽发生器之间的冷却剂管道,降低了环路的压降,简化了蒸汽发生器、泵和管道支撑系统。

(2) 主泵没有轴密封装置,因而消除了因轴密封失效导致失水事故的可能性,从而大大提高了安全性,也减少了泵的维修工作量。

(3) 主泵电动机设置上下两个钨合金飞轮,以提高泵的转动惯量,延长惰走时间,从而增加失去电源之后堆芯的热工裕量。

(4) 主泵装有三个轴承,两个径向轴承和一个双向推力轴承,都在电动机一侧,轴承采用水润滑方式。

(5) 主泵启动时采用变频调速控制装置,降低冷态工况时的电动机功率,从而最大限度地缩小电动机尺寸。

7.3.2 反应堆冷却剂屏蔽电机泵结构

主泵由水力部件和电动机部件两部分组成。

7.3.2.1 水力部件

主泵的水力部件(泵壳、叶轮和导叶)是以 100 型设计为原型的混流泵,转速为 1800r/min。

7.3.2.2 电动机部件

主泵屏蔽电机是单绕组、四极、三相、屏蔽套式感应电动机,采用变频器启动和运行。电动机绕组的绝缘级别选用“N”级(200℃)。AP1000 主泵屏蔽电动机设置上下两个飞轮,增加主泵的转动惯量,获得更长的惯性惰走时间。

(1) 轴承。

主泵装有三个轴承,两个径向轴承和一个双向推力轴承,都在电动机一侧,轴承采用水润滑方式。

在泵启停过程中和正常运行时,通过冷却水系统使轴承冷却剂温度保持在 80℃ 以下(检测保护温度为 110℃),以保证轴承的寿命。

(2) 屏蔽套。

为将电动机的定子绕组和转子与一回路冷却剂介质完全隔绝开来,设置两个屏蔽套,即定子屏蔽套和转子屏蔽套。屏蔽套材料是耐腐蚀、非磁性金属 Hastelloy C276 合金。电动机组装后定子屏蔽套和转子屏蔽套之间的间隙为 4.83mm。定子屏蔽套的直径为 559mm,厚度为 0.381mm,直径的公差控制在 $\pm 0.076\text{mm}$;屏蔽套只承担密封功能,屏蔽套的背部支撑承担其机械强度;屏蔽套的背部支撑由三部分组成:中段铁芯(包括槽楔)以及两端支撑筒。

(3) 飞轮。

飞轮由电动机上、下的两个飞轮组件组成。飞轮的材料采用钨合金,在有限体积实现高转动惯量,以保证主泵惰走特性。上部飞轮组件采用热套装的预应力方法,用外套环将 12 块扇形钨合金固定在不锈钢内轮毂上,其外部包屏蔽套以防止应力腐蚀,最后将飞轮固定在屏蔽泵的主轴上。下飞轮组件采用与推力盘的组合结构。

(4) 定子绕组及冷却。

由于屏蔽电动机的损耗高,发热严重,定子屏蔽套使定子成为一个封闭区域,造成定子铁芯和绕组的冷却只能靠温度梯度产生的热传导散热。绕组端部由于散热困难,是温度场中的热点。由此可见,AP1000 屏蔽电动机的冷却措施及温升控制是保证正常运行的关键。作为解决措施,一方面 AP1000 屏蔽电动机绕组采用较高的绝缘等级(N 级,200℃),另一方面,通过有效的冷却来降低电动机各部分的温度。

除了由迷宫式密封(在转子与热屏之间的位置)阻隔泵壳腔内的高温冷却剂和电动机腔内的低温冷却剂进行热交换外,电动机冷却功能由两个冷却回路来实现:

1) 外置式热交换器冷却回路。外置式热交换器的壳侧为屏蔽电动机腔内的反应堆冷却剂水,管侧为设备冷却水,以此来冷却屏蔽电动机腔内的反应堆冷却剂水。

2) 流经电动机定子冷却外套的设备冷却水回路。以此来冷却电动机定子绕组发出的热量。

通过冷却回路的有效工作使电动机腔内的冷却剂温度保持在 80℃ 以下,定子绕组中的最高温度不大于 180℃,以此保证绕组绝缘的性能和寿命。

7.3.2.3 变频调速控制装置

主泵启动时采用变频调速控制装置,降低冷态工况时的

电动机功率,从而最大限度地缩小电动机尺寸。对于 60Hz 电网,主泵达到正常的运行工况后,变频装置就被旁路掉。

7.3.2.4 主泵与蒸汽发生器的组合

每台蒸汽发生器各有两台主泵,主泵直接与蒸汽发生器的下封头连接。这种结构设计取消了主泵与蒸汽发生器之间的冷却剂管道,降低了环路的压降,简化了蒸汽发生器、泵和管道的支撑系统。

7.3.3 主要技术参数

冷却剂屏蔽电动泵的主要技术参数见 1.4.9 节。

7.3.4 安全分级

反应堆冷却剂屏蔽电动泵属于安全 A 级和抗震 I 类设备。

7.4 稳压器

7.4.1 功能和技术特点

7.4.1.1 功能

稳压器(见图 5.1-36)是对反应堆冷却剂系统(RCS)压力进行控制和超压保护的重要设备,其主要功能可分为以下几方面:

(1) 压力控制。

在稳态运行时,稳压器维持 RCS 绝对压力在 15.5MPa 的整定值附近,防止堆芯冷却剂汽化;在正常功率变化及中、小事故工况下,稳压器将 RCS 的压力变化控制在允许范围,以保证反应堆安全,避免发生紧急停堆。

(2) 超压保护。

当 RCS 压力超过稳压器安全阀阈值时,安全阀自动开启,把稳压器内的蒸汽排放到 RCS 疏水箱,使 RCS 卸压。

(3) 稳压器作为 RCS 冷却剂的缓冲容器,补偿 RCS 水容积的变化。尤其是在机组升、降功率过程中,冷却剂由于温度变化而引起的体积变化基本上可由稳压器水位的改变予以抵消,减少了废水处理。

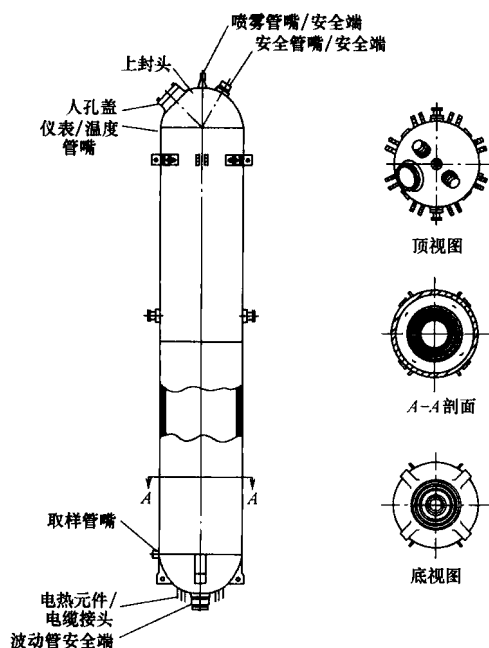


图 5.1-36 稳压器

7.4.1.2 主要技术特点

(1) AP1000 稳压器采用了基于成熟技术的传统设计。稳压器容积达 59.47m³,比同容量电厂的容积增大了 40%,这种大容积稳压器增加了瞬态运行裕量,减少反应堆非计划

停堆次数,使核电厂能够更加可靠地运行。

(2) AP1000 稳压器的容积满足以下要求:

1) 有足够的饱和水容积和蒸汽汽腔容积,能满足系统容积变化所要求的压力响应性能。

2) 在反应堆自动控制的情况下,功率阶跃变化 10% 满功率时,稳压器有足够的水容积,防止停堆。

3) 在控制系统正常工作以及核蒸汽供应系统没有故障的情况下,反应堆停堆和汽轮机停机后,稳压器有足够的水容积,防止电加热元件裸露。

4) 在控制系统正常工作的情况下,功率从 100% 满功率阶跃降负荷到厂用电负荷时,稳压器有足够大的蒸汽容积调节由此引起的容积波动。

5) 电厂甩全部负荷后,在高水位引起停堆以及没有蒸汽排放的情况下,稳压器有足够大的蒸汽容积防止通过安全阀排放水。

6) 在控制系统和补水系统正常工作以及核蒸汽供应系统没有故障的情况下,不因为反应堆停堆和汽轮机停机,而触发稳压器低压专设安全设施驱动信号。

(3) 由于稳压器大的容积,因此不设快动作的动力卸压阀,这些阀门是反应堆冷却剂系统发生泄漏和需要维修工作的可能来源。

(4) 稳压器安全阀采用弹簧式的安全阀,它为 RCS 提供超压保护。

(5) 稳压器顶部连接 1、2、3 级自动卸压子系统的控制阀和隔离阀。在发生假想事故工况后,它们根据非能动堆芯冷却系统的要求执行应急堆芯冷却功能。

7.4.2 主要技术参数

稳压器的主要技术参数见 1.4.10 节。

7.4.3 安全分级

稳压器属于安全 A 级和抗震 I 类设备。

7.5 堆内构件

7.5.1 功能和技术特点

7.5.1.1 功能

堆内构件由上部构件[见图 5.1-37(a)]和下部构件[见图 5.1-37(b)]两部分组成。堆内构件为堆芯、控制棒和灰棒提供对准和支撑,使反应堆得以安全可靠地运行。

7.5.1.2 技术特点

堆内构件、堆芯支撑结构、堆芯围筒、下降管和流量导向结构布置以及堆芯上部设备和结构的设计均与当前正在运行的三环路、4.26m 的燃料组件压水堆(比利时的 Doel 3 和 4)相似。

AP1000 堆内构件与 Doel 3 和 4 有如下的相同处:

- (1) 堆芯尺寸,燃料组件数量。
- (2) 堆芯吊篮直径。
- (3) 堆芯吊篮壁厚。
- (4) 反应堆压力容器与堆芯吊篮之间的环腔。
- (5) 堆芯的流速。

AP1000 堆内构件有如下的主要改进以及 Doel 3 和 4 的主要不同处:

(1) AP1000 反应堆入口管嘴的流速比 Doel 3 和 4 的高 18%,AP1000 反应堆压力容器与堆芯吊篮之间的环腔流速比 Doel 3 和 4 的低 13%。

(2) AP1000 堆芯流量比 Doel 3 和 4 的高 4%。

(3) AP1000 堆芯吊篮比 Doel 3 和 4 的长 29.2cm。

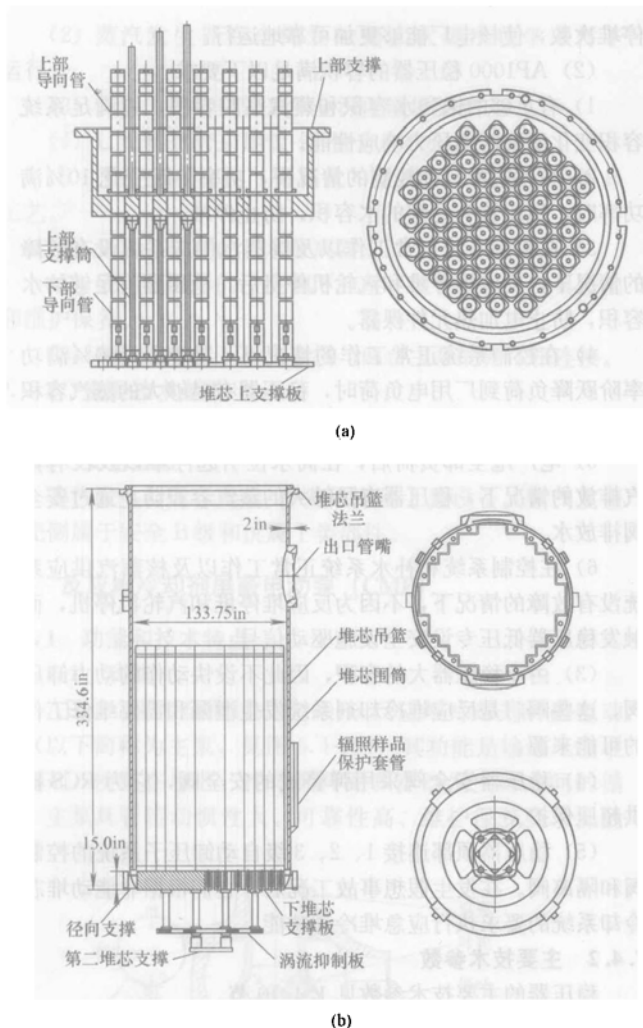


图 5.1-37 堆内构件

(a) 上部堆内构件; (b) 下部堆内构件
1in=2.54cm

(4) AP1000 取消了中子衬垫。

(5) AP1000 的堆芯测量仪表从堆顶进入, 简化了堆内构件的下部结构。

(6) AP1000 下部堆内构件设置了抑制涡流板。

(7) AP1000 采用堆芯围筒结构 (包括焊接的堆芯围板)。

(8) AP1000 有四个冷段入口管嘴和两个热段出口管嘴, 而 Doel 3 和 4 有三个冷段入口管嘴和三个热段出口管嘴。

(9) AP1000 的入口管嘴和出口管嘴不在同一水平面上, 入口管嘴比出口管嘴高, 于是在半管运行状态下, 维修屏蔽电机泵时不需要将堆芯移出。

(10) AP1000 上部堆内构件有较多的导向筒, 减少了支撑筒。

7.5.2 安全分级

堆内构件和堆芯吊篮属于安全 C 级和抗震 I 类设备。抑制涡流板属于安全 D 级和抗震 II 类设备。

7.6 非能动余热排出热交换器 (PRHR HX)

7.6.1 功能和技术特点

7.6.1.1 功能

在非 LOCA 的事故以及蒸汽发生器系统、主给水系统、启动给水系统不可用的应急情况下, 非能动余热排出热交换器 (PRHR HX) 依靠自然循环能力导出堆芯衰变热。

7.6.1.2 主要技术特点

(1) PRHR HX 不需要泵、交流电源等能动设备, 仅依靠自然循环能力就能导出堆芯衰变热。它将堆芯衰变热传给安全壳内置换料水箱 (IRWST) 内的水, 产生的蒸汽经钢安全壳冷凝后, 再依靠重力流回 IRWST。

(2) 在非 LOCA 的事故以及蒸汽发生器系统、主给水系统、启动给水系统不可用的应急情况下, PRHR HX 能执行如下的安全功能:

1) PRHR HX 自动动作, 为反应堆冷却剂系统 (RCS) 提供冷却, 防止水从稳压器安全阀释放。

2) PRHR HX 与非能动堆芯冷却系统在闭环模式下, 可以完全导出衰变热, 直至无限长的时间。

3) 不管反应堆冷却剂泵运行与否, PRHR HX 能够在 36h 内将 RCS 降温至 215.6℃ 以下, 使 RCS 降压, 并使 RCS 及其相管道的应力降到较低水平, 这样可使正常余热导出系统投入运行。

4) 在发生蒸汽发生器传热管破裂 (SGTR) 事故时, PRHR HX 自动投入, 导出堆芯衰变热, 降低 RCS 的温度和压力, 使之与蒸汽发生器二次侧的压力达到平衡, 终止破口泄漏流量, 使蒸汽发生器不会满溢。

(3) 非能动余热热交换器 (PRHR HX) (如图 5.1-38 所示) 由垂直 C 型传热管以及由它们连接在一起的入口和出口封头组成。传热管被支撑在 IRWST 箱内, 其顶部比 IRWST 的水表面低几英尺。PRHR HX 的入口和出口传热管分别连接到入口通道封头和出口通道封头, 后者分别安装在靠近水箱顶部和底部的外侧。通道封头和管板经过一个膨胀法兰安装到水箱上。由一个框架结构将 PRHR HX 整体支撑在 IRWST 箱内, 框架安装在水箱的底部和顶部。

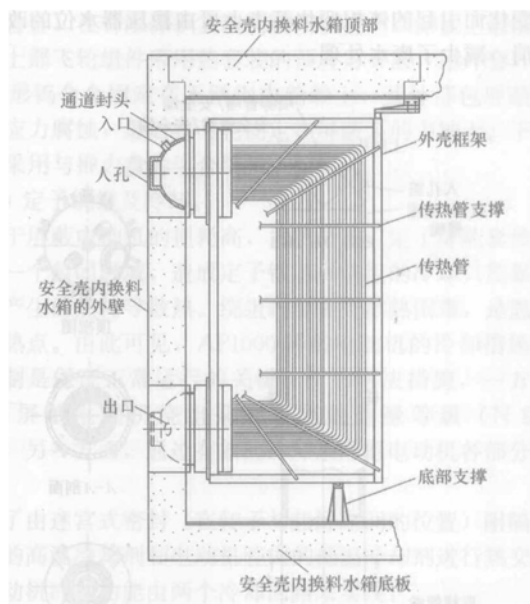


图 5.1-38 非能动余热热交换器

7.6.2 主要技术参数

非能动余热热交换器主要技术参数见 1.4.14 节。

7.6.3 安全分级

非能动余热热交换器属于安全 A 级、抗震 I 类设备。

7.7 爆破阀

7.7.1 功能要求与技术特点

爆破阀的功能要求与特点如下:

- (1) 正常运行时, 保证零泄漏。
- (2) 事故工况时, 保证按要求十分可靠地打开。
- (3) 简化维修, 减少维修人员的辐射剂量。
- (4) 采用与 ADS 系统第 1、2、3 级不同类型的阀门, 达到多样性的要求, 以改善概率安全分析的结果。
- (5) 要求尺寸紧凑和质量轻。

爆破阀见图 5.1-39 和图 5.1-40。

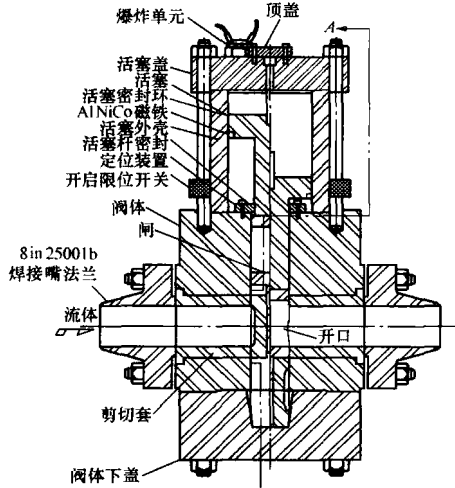


图 5.1-39 35.6cm 爆破阀

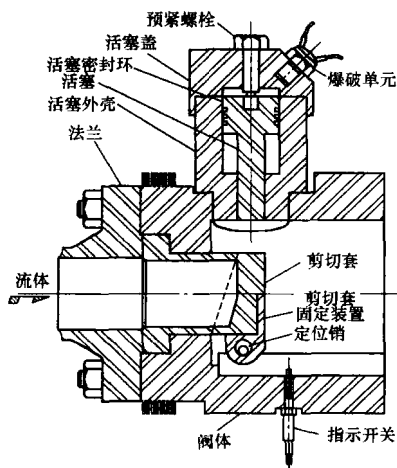


图 5.1-40 20.3cm 爆破阀

爆破阀的主要用途:

- (1) 第四级自动卸压: 组成自动卸压系统 (ADS) 第四级自动卸压子系统, 每一路的爆破阀通过常开直流电动闸阀连接到反应堆冷却剂系统的热管段; ADS 系统第四级自动卸压子系统中共有四台 35.6cm 爆破阀。
- (2) 低压安注: 安全壳内置换料水箱 (IRWST) 的水靠重力通过并联两路爆破阀和止回阀向反应堆堆芯注水; 低压安注回路中共有四台 20.3cm 爆破阀。
- (3) 安全壳再循环: 再循环水一路通过爆破阀和止回阀, 另一路通过爆破阀和常开直流电动阀实现安全壳再循环, 实现对堆芯的长期冷却; 低压再循环回路中共有四台 20.3cm 爆破阀。为保证堆芯长期冷却的可靠性, 采用两种压力等级不同的爆破阀, 爆破阀的使用场合见图 5.1-16。

7.7.2 主要技术参数

爆破阀主要技术参数见表 5.1-20。

表 5.1-20 爆破阀主要技术参数

爆破阀类型	ADS 4	低压安注回路	安全壳再循环回路
参 数			
名义口径 (cm)	35.6	20.3	20.3
数量 (台)	4	4	2 2
安全/抗震级别	A/ I	A/ I	A/ I
设计入口温度 (°C)	360	10	10 10
设计出口温度 (°C)	204.4	360	360 10
设计压力 (MPa)	17.1	17.1	17.1 1.46
正常位置	关	关	关
电 源	直 流	直 流	直 流
结构材料	不 锈 钢	不 锈 钢	不 锈 钢

7.7.3 安全分级

爆破阀属于 AP1000 安全 A 级, 抗震 I 级的设备。

7.8 其他设备

7.8.1 堆芯补水箱 (CMT)

7.8.1.1 功能和技术特点

(1) 功能:

- 1) 在发生不包括 LOCA 事故的情况下, 当正常补水系统不可用或不足时, 堆芯补水箱为反应堆冷却剂系统提供紧急补水和硼化。
- 2) CMT 是非能动安全注射系统三个水源之一, 在 LOCA 事故时, 能在较长时间间隔内向堆芯注入较大的安注流量。

(2) 主要技术特点:

- 1) 非能动安全注射系统中有两台 CMT 箱, 每台容积为 70.8m³, 内装 2600ppm 的含硼水, 设计压力为 17.1MPa。CMT 是一台直立圆柱箱体, 箱体的顶部和低部均为半球形的封头, 见图 5.1-41。箱体材料为碳钢, 内衬不锈钢。

- 2) CMT 位于反应堆压力容器直接安注接管的上方, 接近冷却剂系统热段底部的标高。

- 3) 在正常运行时, CMT 完全由硼水充满。堆芯补水箱通过排放注射管以及冷段压力平衡管与冷却剂系统相连接。冷段压力平衡管连通到冷却剂系统冷段管道的顶部, 保持 CMT 与反应堆冷却剂系统的压力相同。CMT 底部的出口管一下泄注射管通过反应堆压力容器直接注射 (DVI) 管提供安注流量。CMT 中的硼水温度大约与安全壳环境温度相同, 因为水箱没有被隔热也没有被加热。

- 4) CMT 底部的排放注射管有一只流量调节孔板, 由于调节安注管道的阻力。

- 5) 每一台 CMT 有一个入口扩散器, 用于降低进入堆芯补水箱的蒸汽速度, 从而在堆芯补水箱最初运行时, 可以减少可能发生的水锤和扰动量。入口扩散器流量面积不小于 0.11m²。

- 6) CMT 的硼化能力能在蒸汽管道破裂事故后提供足够的堆芯停堆裕量, 防止反应堆重返临界。在正常运行时, 根据要求能远距离调节 CMT 中的硼浓度, 由化学容积控制系统为 CMT 提供补给水。要求定期对 CMT 的水取样, 检查

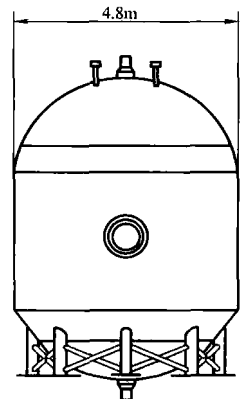


图 5.1-41 堆芯补水箱

硼浓度。

7) 为了便于维护和检查, CMT 安装在安全壳内, 但位于二次屏蔽墙之外侧。

8) CMT 的水位、入口和出口管道温度均设指示和报警。CMT 的水位仪表也用于驱动自动卸压系统 (ADS)。

9) CMT 有两种运行模式: ①水再循环模式。在小 LOCA 事故的情况下, 因为这时反应堆冷却剂系统 (RCS) 的冷段管道充满了水, CMT 开始按水再循环模式运行。在这个情况下, CMT 保持着充满水的状态, 但是热的、低浓硼度的冷却剂通过冷段压力平衡管冷段管道进入 CMT, 替代 CMT 中的冷的高浓硼度水。结果使 RCS 冷却剂硼化以及向 RCS 补水, 增加其水装量。②蒸汽补偿注入模式。在发生大 LOCA 事故和自动卸压系统 (ADS) 动作之后, 反应堆冷却剂系统 (RCS) 的冷段管道会排空, 并产生蒸汽。在这种情况下, 通过冷段压力平衡管, 蒸汽以最大速率注入 CMT。

7.8.1.2 主要技术参数

堆芯补水箱的主要技术参数见 1.4.15 节。

7.8.1.3 安全分级

堆芯补水箱属于安全 A 级和抗震 I 类设备。

7.8.2 安注箱

7.8.2.1 功能和技术特点

(1) 功能:

安注箱是非能动安全注入系统 (PKS) 三个水源之一, 在 LOCA 事故时, 能在有限的几分钟时间间隔内向堆芯注入较大的安注流量。

(2) 技术特点:

1) 非能动安全壳冷却系统 (PCS) 中有两台安注箱, 其总容积为 56.6m³, 内装 2600ppm 的含硼水, 并由氮气覆盖和加压。每台安注箱与反应堆压力容器的一根直接安注管相连接。安注箱是一台球形箱体, 箱体材料为碳钢, 内衬为不锈钢。

2) 安注箱安装在安全壳的内部, 正好位于堆芯补水箱 (CMT) 的下层楼板上。安注箱中的硼水温度大约与安全壳环境温度相同, 因为水箱没有被隔热也没有被加热。

3) 在正常运行时, 由两只串联的止回阀将安注箱与反应堆冷却剂隔离。当反应堆冷却剂系统压力下降到低于安注箱的压力时, 两只串联的止回阀开启, 硼水靠氮气压力注入反应堆冷却剂系统。

4) 在正常运行时, 根据要求能远距离调节安注箱中的硼浓度和水位。安注箱水位调节是依靠下泄或化学容积控制系的补水来实现的。要求定期对安注箱的水取样, 检查它的硼浓度。

5) 在正常运行时, 安注箱的压力靠氮气源来维持, 并可以被调节。但是通常安注箱和氮气源是隔离的。安注箱设有氮气卸压阀, 防止超压。根据需要, 系统有能力远距离为安注箱放气。

6) 安注箱底的安注管有一只流量调节孔板, 用于调节安注管道的阻力。

7) 为了便于维护和检查, 安注箱安装在安全壳内, 但位于二次屏蔽墙之外侧。

8) 安注箱的水位和温度均设有指示和报警。

7.8.2.2 主要技术参数

安注箱的主要技术参数见 1.4.16 节。

7.8.2.3 安全分级

安注箱属于安全 C 级和抗震 I 类设备。

8 核电厂的布置

8.1 概述

对于多机组核电厂, AP1000 采用单机组“盖图章”式布置模式, 核电厂一个单机组典型的总平面见图 5.1-42。一个单机组的发电生产设施由五个厂房组成: 核岛主厂房、汽机厂房、附属厂房、柴油发电机厂房和放射性废物厂房。这些厂房均座落在各自独立的筏基上。

核岛主厂房又分为安全壳厂房、屏蔽厂房和辅助厂房, 厂房布置见图 5.1-43 和图 5.1-44。它们共同建筑于一个整体的筏基之上。核电厂履行事故缓解功能的安全相关设备均布置在核岛主厂房内。核岛主厂房结构按抗震 I 类设计, 附属厂房为抗震 II 类, 柴油机厂房和放射性废物厂房为非抗震结构, 它们与汽机厂房一样, 按常规的建筑规范设计。

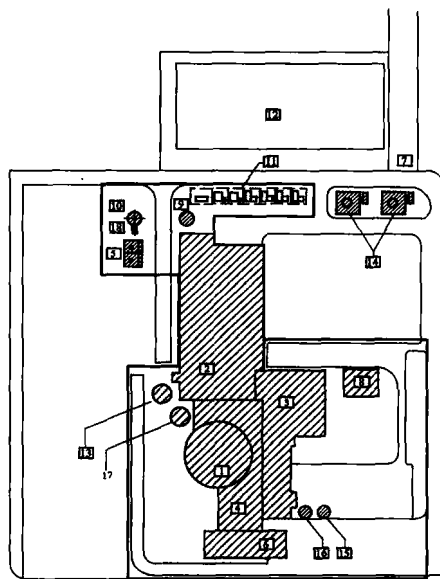


图 5.1-42 AP1000 电厂总平面

1—安全壳/屏蔽厂房; 2—汽机厂房; 3—附属厂房; 4—辅助厂房; 5—厂用水冷却塔; 6—放射性废物厂房; 7—电厂入口; 8—柴油发电机厂房; 9—消防水/清洁水储存箱; 10—消防水储存箱; 11—变压器区域; 12—开关站; 13—凝结水储存箱; 14—柴油发电机燃油储存箱; 15—除盐水储存箱; 16—硼酸储存箱; 17—安全壳冷却辅助水箱; 18—柴油机驱动消防泵

厂房内的所有放射性设备设有屏蔽, 它们与非放射性设备分隔布置, 进入这些区域, 有各自的人员出入通道。另外, 安全相关设备和非安全相关的设备之间、多重安全相关设备或系列之间均实施实体分隔。通常由混凝土墙分隔。厂房内的布置留有足够的维修和操作空间, 厂房内起重设备和通道的设置和厂区道路的设计, 考虑最大设备维修或更换时的吊运。

8.2 核岛主厂房

8.2.1 安全壳厂房

安全壳厂房包括安全壳容器及其内部构件。安全壳厂房的功能是在假想的设计基准事故下, 包容释放出来的气载放射性, 并在正常工况下, 屏蔽堆芯和反应堆冷却剂系统。安全壳厂房为抗震 I 类直立的筒形钢结构。

安全壳容器是带有上下椭圆封头的钢质简体结构。简体

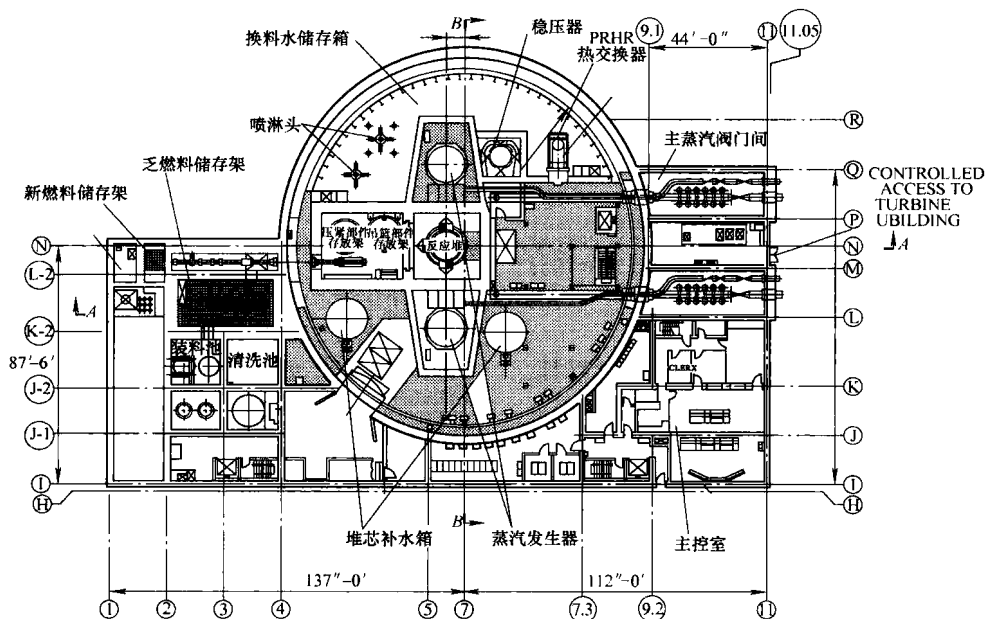


图 5.1-43 核岛主厂房布置

的内径为 39.6m, 壁厚为 44.5mm, 容器总高为 65.6m。安全壳容器也是非能动安全冷却系统 (PCS) 的组成部分, 在假想的设计基准事故下用来从安全壳内导出足够的热量, 以防止安全壳容器内的压力超过其设计压力。安全壳厂房内布置有反应堆冷却剂系统、非能动余热排出系统、非能动安全注射系统、化学和容积控制系统的高压净化部分, 以及其他相关系统的设备。

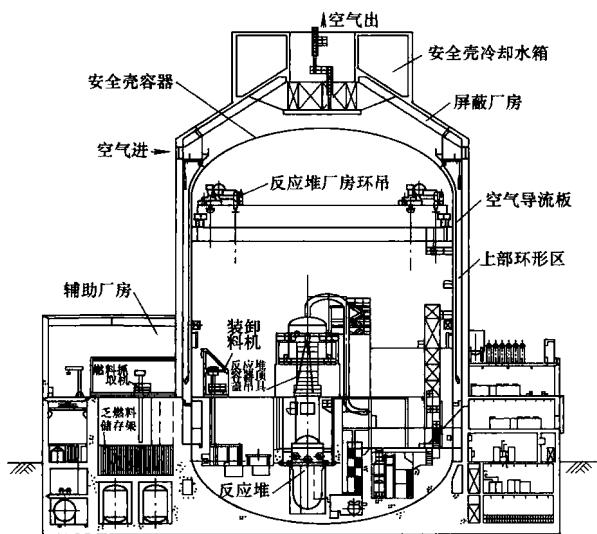


图 5.1-44 核岛主厂房布置 (A—A 剖面)

安全壳内配置一台抗震 I 类的环型吊车, 其大梁具有吊运蒸汽发生器的能力。更换蒸汽发生器时, 环型吊车需临时装上安装用的小车, 先用安装小车将蒸汽发生器从环路室吊出, 然后用安全壳外的大型汽车吊, 通过 PCS 系统的空气排出口吊出屏蔽厂房, 为此安全壳容器需在穹顶上临时开一个吊装孔。主泵电动机/叶轮组件的拆运顺序是: 首先将主泵维修小车置于蒸汽发生器的下部, 装上从蒸汽发生器下封头主泵法兰处卸下的电机/叶轮组件, 并将其运往环路室的指定地点; 然后用环型吊车吊至安全壳的操作平台; 最后通过主设备闸门运往附属厂房的维修区。

8.2.2 屏蔽厂房

屏蔽厂房包括环绕安全壳容器的混凝土结构和环型空

间。其主要功能是屏蔽安全壳容器和安全壳厂房内的放射性系统和设备。在事故工况下, 为弥散于安全壳的气载放射性物质和分布于整个安全壳内水中的放射性颗粒提供屏蔽。屏蔽厂房的另一功能是保护安全壳容器免受外部事件的侵害。屏蔽厂房也是非能动安全壳冷却系统的组成部分。厂房为抗震 I 类的钢筋混凝土结构。

屏蔽厂房的筒体部分分为上、中、下三个环形区。中部环形区为安全壳的贯穿区和放射管道区。中部环形区和上部环形区之间的水密封结构用作环境屏障。在事故工况下, 屏蔽厂房顶部的安全壳冷却水箱自动排水至安全壳的穹顶, 在安全壳的外壁形成水膜, 以导出安全壳内的热量, 然后冷却水顺着筒体壁向下流至上部环形区的底部被引出屏蔽厂房。

屏蔽厂房的顶部是锥形混凝土结构, 支撑着安全壳厂房冷却水箱及空气的出口结构。事故后, 冷却安全壳的空气由屏蔽厂房筒体的顶部引入。上部环形区由空气导流板将环形区分为内外两个腔室。冷却空气由入口结构进入后, 顺导流板外侧向下流至上部环形区的底部, 然后折流向上, 冷却安全壳的外壁, 最后被加热的空气和水汽从屏蔽厂房中央的出口结构排入大气。利用内外环形腔室内空气的密度差, 完成冷却空气的自然对流。

安全壳容器检查和维修时需要拆除空气导流板。为此, 屏蔽厂房的环形区内设有一台单轨吊, 进行导流板的拆装。上部环形区内有两个移动式的人员工作平台, 以便将人员和设备从操作平台的层面送至屏蔽厂房的顶部。在单轨吊的驱动下, 工作平台可定位于环形区的任一方位和任一高度。

8.2.3 辅助厂房

辅助厂房的主要功能是为安全壳厂房外抗震 I 类的机械和电气设备提供保护和分隔。辅助厂房保护安全相关设备, 使其免受假想的内部事件和外部事件的危害。辅助厂房也为厂房内的放射性设备、管道提供屏蔽。辅助厂房为抗震 I 类的钢筋混凝土结构。有下列重要的系统、设备和功能区布置在辅助厂房内:

(1) 主控室。

主控室提供正常运行工况下电厂运行和事故工况下保持安全状态所需的人—系统接口界面。主控室包括: 主控制区、运行人员区、电气开关柜和签票室、值班主任和行政

人员办公室。

(2) 仪表和控制系统。

仪表和控制系统包括在电厂启动、提升功率、功率运行和停闭期间提供监测和控制的保护和监测系统及电厂控制系统，也包括数据显示和处理系统。

(3) 1E级电气系统。

1E级电气系统为安全相关和重要的控制仪表和控制室的应急照明提供 125V 的直流电源。系统能在设计基准事故和同时丧失厂外电源的情况下，为实现安全停堆而应急供电。

(4) 燃料操作区。

燃料操作区的主要功能是操作和储存新燃料和乏燃料。详见 5.8 节“燃料操作和换料系统”。

(5) 机械设备区。

位于放射性控制区的机械设备主要有正常余热排出系统的泵和热交换器，化学和容器控制系统的补水泵和低压设备，乏燃料池冷却系统的泵和热交换器，以及放射性废物系统和暖通系统的设备。

(6) 安全壳贯穿区。

辅助厂房包含了所有安全壳的贯穿区。贯穿区内实施了放射性管与非放射性管的贯穿分隔；电气、仪表和控制与机械贯穿的分隔；也实施了多重电气、仪表或控制设备之间的分隔。

(7) 主蒸汽和主给水隔离阀门。

阀门间有良好的通风条件，以应对可能的汽水泄漏。

8.2.4 附属厂房

附属厂房提供人员通向发电生产设施的主要出入口，包括人员和设备进入核岛主厂房清洁区和辐射控制区的通路。厂房包括用于控制人员出入辐射控制区的保健物理设施和更衣室等。附属厂房内布置的均是非安全相关的设备，如用于维修放射性设备的热机械车间。热机械车间配有去污装置，包括一套移动式去污系统，用于核岛主厂房内的所有去污操作。附属厂房还提供直接通向安全壳上下设备闸门宽阔的通道，以便维修期间大型设备和人员的出入。附属厂房为抗震 II 类结构。

8.2.5 柴油发电机厂房

柴油发电机厂房内布置着两台相同的非安全相关的柴油发电机组，它们之间用耐火能力 3h 的防火墙分隔。失去正常电源时，柴油发电机组用作电厂的备用电源。

8.2.6 放射性废物厂房

放射性废物厂房内的设施用于各种废物处理前的分类储存、移动式系统的处理和将已处理的废物储存于运输和处置容器内。对于移动式处理系统，设置了专用楼面 and 牵引车停泊部位。移动式处理系统完成下列功能：

- (1) 将受污染的、需洗涤的衣物用品运至厂外处理。
- (2) 干废物的处理和包装。
- (3) 有害/混合废物运至厂外处理。
- (4) 化学废物处理。
- (5) 储存和装载包装好的废物，以便转运。

8.3 汽机厂房

汽机厂房为钢柱和钢梁结构，厂房内布置有主汽轮机、发电机，及相关的流体和电气系统。汽轮发电机组放置在运转层上，它是一个支撑于弹簧上的低频钢筋混凝土基座，而弹簧又支在与厂房的结构构成整体的钢结构基架上。

由于 AP1000 专设安全系统的流体是按非能动原理、由自然力（重力、自然循环、对流、压缩气体等）驱动的，取消了安全级泵、风机和柴油发电机组等运动部件，因此，核

岛的水、风、电等支持系统不要求其经受安全停堆、地震、火灾、水淹、飞射物等事件。为了减少核岛抗震厂房的容积、降低投资、便于运行，核岛六个非安全级的系统以模块形式布置在汽机厂房内。这六个系统是：设备冷却水系统、重要厂用水系统、启动给水系统、仪表压空系统、冷冻水系统、热水（暖通）系统。

9 模块化技术

模块化技术已在造船、航空、石化和常规电厂等建设项目中得到成功的应用，它能有效地缩短工期，降低建造的成本和风险。因此美国 URD 文件在 ALWR 可建造性的政策声明中要求应用先进的模块化技术，尤其要求非能动的 ALWR 更广泛地采用模块化建造方式，以保证满足先进的 36 个月建造工期的要求。AP1000 的模块化设计也是实现美国联邦法规（10CFR52）核电项目一步审批法中 FOAKE 计划的组成部分（见本章附件 A1.4）。

AP1000 非能动安全系统的应用，大大简化了核电厂的系统和厂房布置，为模块化建造创造了十分有利的条件。因此广泛采用模块化技术是 AP1000 的重要特点，这有利于实现 URD 关于缩短 ALWR 建造工期和降低成本的目标。

9.1 模块化建造

模块化技术包括模块的设计、制造和现场装配。模块是独立的可运输的单元，在建造现场能用铆接或焊接的方式将它们组合成整体。在这些单元或模块内装备了该区域内所有系统的所有元素或部件。因此核电厂是以区域原则进行详细设计。一个区域内的所有部件，不管其功能和所属系统，均被组合在共同的结构框架内，并作为单独的整体运往现场。

制造大型模块能获得更大的经济效益。模块的尺寸和质量通常限制于车间加工、车间至现场运输和现场拼装处理的能力。

核电厂不同的厂房和部位可组成不同类型的模块。通常有四种类型的模块，即结构模块、机械设备模块、管道模块和电气设备模块。另外，还有不属模块、但具有相对完整性的、能在工厂整体加工的过渡件，以及模块之间或模块与其他组件之间用作调整位置和接口的连接件。

9.1.1 结构模块

安全壳结构的所有部分，包括安全壳的内部结构，均能方便地实现模块化建造。结构模块内也包括管道、电缆、风管的贯穿件和补强结构。车间制造的结构模块通常为子模块，例如 AP600 的 25 个结构模块由 200 多个可运输的子模块组成。图 5.1-45 为日本 Obayashi 公司为 AP1000 开发的一个最大的结构模块，其高度为 25.15m。图 5.1-46 为安全壳内蒸汽发生器间和换料通道结构的组合模块，它是由若干个可运输的子模块组成的。

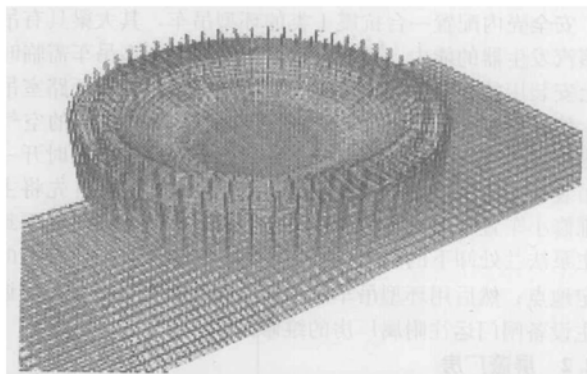


图 5.1-45 AP1000 安全壳壳体支撑钢筋模块

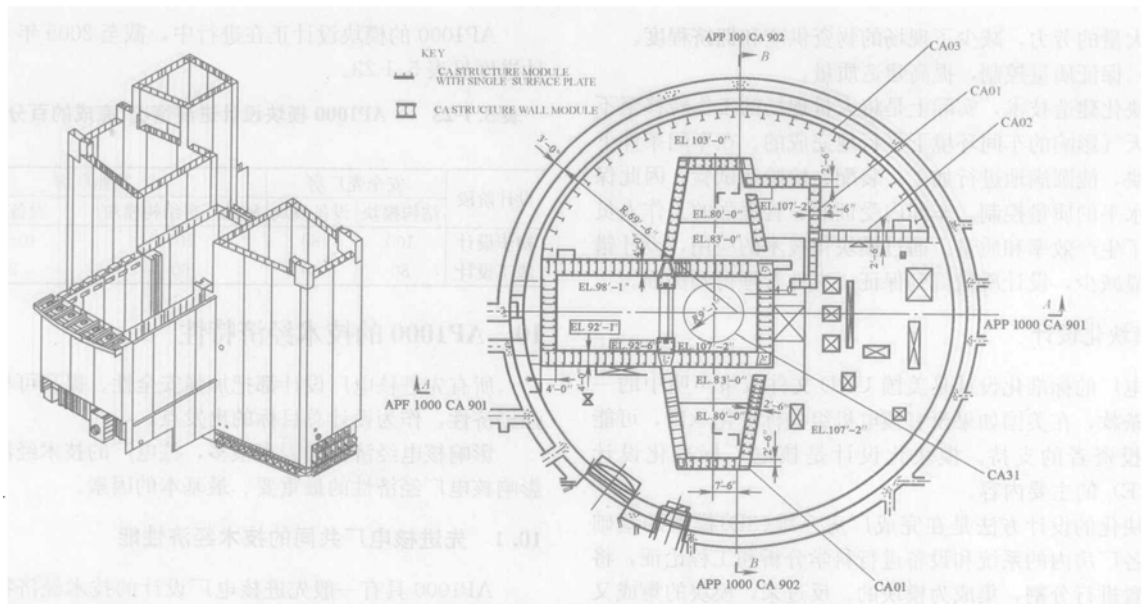


图 5.1-46 AP1000 蒸汽发生器间和换料通道结构模块

9.1.2 机械设备模块

机械设备和部件适合于模块化。根据厂房布置，可将泵、热交换器、风机、过滤器等组合在一个共同的结构框架上。模块中也包括连接的管道、阀门、仪表、电缆和支撑件等。图 5.1-47 为 AP1000 两台启动给水泵的模块。

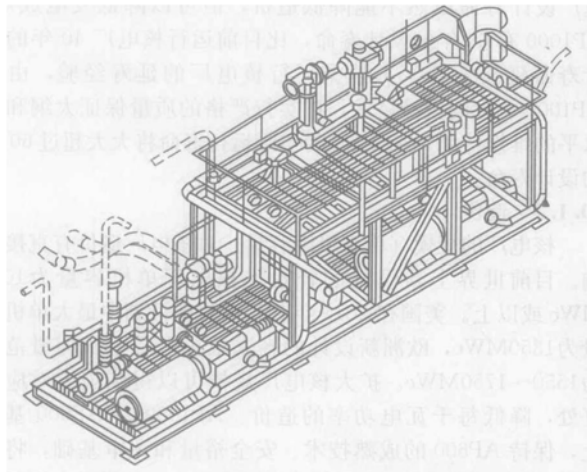


图 5.1-47 AP1000 启动给水泵模块

9.1.3 管道模块

管道模块主要由管道、阀门及其支撑件组成，一般不包括设备，但包括电缆和暖通管道。管道模块包含这一区域内所有系统的管线，例如稳压器顶部自动卸压系统（ADS）的阀门和管道模块（见图 5.1-48）。

9.1.4 电气设备模块

电气设备模块通常是将电机控制器、开关装置、综合逻辑柜及其连接电缆组合在一个结构框架上。

模块化技术在核电厂建造中的应用具有以下优点：

（1）缩短建造工期、降低建造成本。

项目合同生效后，在厂址准备的工程前期阶段，可平行地进行模块的采购和加工。现场浇灌第一罐混凝土时，相关的结构模块已提前到位，设备和管道

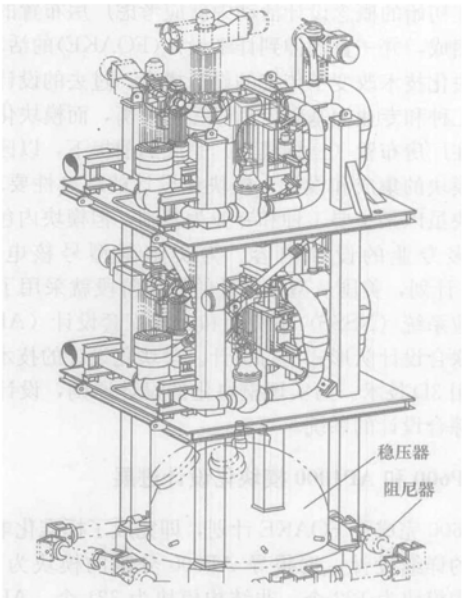


图 5.1-48 稳压器顶部安全阀和 ADS 阀门、管道模块

模块也按计划平行地在车间内制造。在施工阶段，现场主要是模块的吊运、拼装和连接工作。这不仅大大加快了建造进度，以实现 36 个月的建造工期（见图 5.1-49），而且也节省

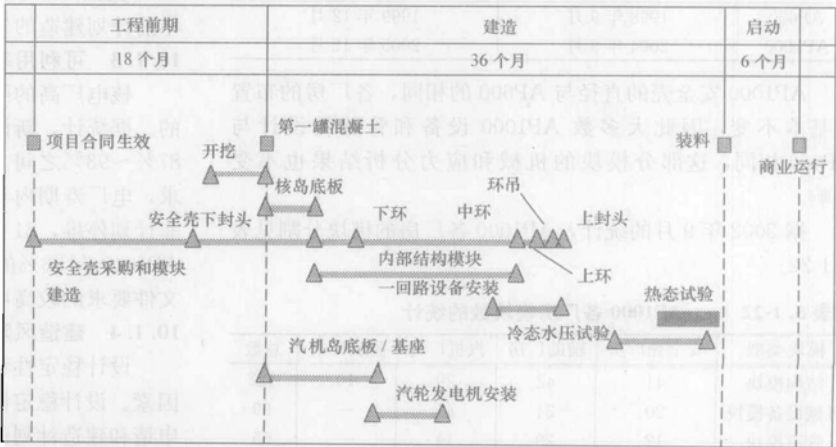


图 5.1-49 标准 AP1000 工程项目 60 个月的总进度表

了现场大量的劳力,减少了现场的物资供应和拥挤程度。

(2) 保证质量控制,提高建造质量。

模块化建造技术,实际上是将大量现场的工作转移至不受恶劣天气影响的车间环境下平行地完成的。在车间条件下预制模块,能圆满地进行加工、装配、检验和试验,因此保证了高水平的质量控制。车间内受训好、管理强的工作人员也提高了生产效率和质量。通过模块化技术的应用,设计错误能明显减少,设计质量得到保证,文件管理得到加强。

9.2 模块化设计

核电站的标准化设计是美国 URD 文件政策声明中的一项重要条款,在美国如果没有核电机组的标准化承诺,可能得不到投资者的支持。模块化设计是核电站标准化设计(FOAKE)的主要内容。

模块化的设计方法是在完成厂房三维(3D)模型的基础上,对各厂房内的系统和设备进行科学分析和工程论证,将厂房布置进行分割,集成为模块的。反过来,模块的集成又会对厂房布置起指导作用,必要时需调整和改进行房布置。因此,在初始的概念设计活动中就应考虑厂房布置的分割和模块的集成,并一直延伸到详细设计(FOAKE)的活动中。

模块化技术改变了传统的设计概念。过去的设计一般以系统、工种和专业为基础,辅以综合平衡,而模块化设计的特点是在厂房布置(三维模型)完成的前提下,以区域为基础进行模块的集成和设计,模块化设计的综合性要求较高。每个模块虽以某主要工种和专业为基础,但模块内包含了多工种、多专业的设计内容。为实施某型号核电机组的 FOAKE 计划,美国从型号设计的初始阶段就采用了包括核蒸汽供应系统(NSSS)供货商和工程配套设计(AE)公司在内的联合设计队形式进行设计。模块化设计的技术基础是广泛应用 3D 技术。为实现模块化的设计原则,设计队建立了一套综合设计的系统。

9.3 AP600 和 AP1000 模块化设计进展

AP600 完成了 FOAKE 计划,即完成了标准化电厂(无厂址)的详细设计,据报导 AP600 分割的模块为 443 个,其中结构模块为 122 个,非结构模块为 321 个。AP1000 是在 AP600 的基础上开发的。经过美国 NRC 的审评,这两个型号均已获得了 NRC 的最终设计批准(FDA)和设计证书(DC)。它们的获证日期见表 5.1-21。

表 5.1-21 AP600 和 AP1000 的获证日期

型号	PDA	DC
AP600	1998 年 9 月	1999 年 12 月
AP1000	2004 年 9 月	2005 年 12 月

AP1000 安全壳的直径与 AP600 的相同,各厂房的布置也基本不变,因此大多数 AP1000 设备和管路的设计与 AP600 相同,这部分模块的机械和应力分析结果也不受影响。

据 2002 年 9 月的统计,AP1000 各厂房的模块分割见表 5.1-22。

表 5.1-22 AP1000 各厂房模块数的统计

模块类型	安全壳厂房	辅助厂房	汽机厂房	附属厂房	总数
结构模块	41	42	29	10	122
机械设备模块	20	34	45	—	99
管道模块	12	29	14	—	55
总计	73	105	88	10	276

AP1000 的模块设计正在进行中,截至 2005 年 4 月,设计进度见表 5.1-23。

表 5.1-23 AP1000 模块设计进展情况(完成的百分比)

(%)

设计阶段	安全壳厂房		其他厂房	
	结构模块	设备模块	辅助厂房结构模块	设备模块
初步设计	100	80	100	40~60
施工设计	80	40	60	20

10 AP1000 的技术经济特性

所有先进核电站设计都把加强安全性、提高可靠性和增强经济性,作为设计总目标的出发点。

影响核电经济性的因素很多,核电站的技术经济特性是影响核电站经济性的最重要、最基本的因素。

10.1 先进核电站共同的技术经济性能

AP1000 具有一般先进核电站设计的技术经济特性。这些先进的技术经济特性主要包括:较长的电厂设计寿命、有市场竞争力的造价(每千瓦电功率的投资费用)、较高的电厂可利用效率、业主可接受的建造风险以及尽可能短的建造周期等。

10.1.1 核电站设计寿命

核电站的投资较大,应当有尽可能长的设计寿命。延长电厂设计寿命虽然不能降低造价,但可以降低发电成本。AP1000 有 60 年的设计寿命,比目前运行核电站 40 年的设计寿命延长了 50%。根据运行核电站的延寿经验,由于 AP1000 有大的设计裕量,将实行严格的质量保证大纲和高水平的维修计划,AP1000 的实际运行寿命将大大超过 60 年的设计寿命。

10.1.2 造价

核电站的规模(单堆机组容量)对核电站造价有直接影响。目前世界上新设计的轻水堆核电站单机容量为 1000 MWe 或以上。美国在 2010 年前核电建造计划中最大单机容量为 1350 MWe,欧洲新设计的轻水堆核电站单机容量范围为 1550~1750 MWe。扩大核电站规模可以得到规模效应的好处,降低每千瓦电功率的造价。AP1000 在 AP600 基础上,保持 AP600 的成熟技术、安全裕量和评审基础,将容量扩大到 1000 MWe。容量扩大后,AP1000 在若干台机组以后,每台机组的造价将从 AP600 的 1300~1500 美元/kW 降到 1040 美元/kW。美国在 2010 年前核电建造计划中,关于先进轻水堆(ALWR)核电站估计的造价范围为 1100~1500 美元/kWe 或更高。因此,AP1000 造价是美国在 2010 年前计划建造的先进轻水堆造价范围的最低值。

10.1.3 可利用效率

核电站高的可利用效率对于提高电厂的经济性是十分重要的。据统计,新设计的核电站寿期内平均可利用效率一般在 87%~93%之间。美国电力研究所编写的业主要求文件要求,电厂寿期内年平均可利用效率高于 87%。考虑每年一次非计划停堆,21 天的停堆换料和 18 个月的平衡换料周期,AP1000 有 93%的可利用效率,AP1000 设计达到了业主要求文件要求的较高可利用效率水平。

10.1.4 建造风险

设计稳定性和许可证审批稳定性是影响建造风险的重要因素。设计稳定性的目标或要求是:设计要保证满足许可证申请和建造计划的要求,不允许由于设计的原因造成计划的推迟。包括厂址文件、业主文件和任何进行中的设备或系统

验证试验的完成,必须是实际可行的。特别重要的是,这些文件和验证试验必须在浇灌第一罐混凝土以前完成。AP1000的主系统基于成熟的压水堆技术,主设备基于成熟的压水堆技术或其他工业的成熟技术,非能动安全系统经过足够的实验验证(见表5.1-24)。

AP1000设计中还有部分属于首次工程(FOAKE)应用,但目前尚未完成的项目,主要有:屏蔽电动机反应堆冷却剂泵的详细设计和样机试验;安全系统爆破阀的详细设计和样机试验;数字化仪表控制,包括电厂控制和安全系统的详细设计和试验、全数字化控制室和模拟机设计以及NRC人因要求的设计;为保证建造周期和降低风险,这些项目必须在浇灌第一罐混凝土以前完成。这是在项目建设中业主必须关注的问题。

表 5.1-24 AP1000 设计中采用的成熟技术

部 件	应用情况
蒸汽发生器	ANO-2, Ulchin 5&6
数字化仪表控制	Sizewel B, Ulchin5&6, Temelin
燃料	South Texas1&2, Doel4, Tihange3
反应堆冷却剂泵	U. S. navy
控制棒驱动结构	Westinghouse Plants
反应堆压力容器	Doel4, Tihange3
反应堆堆内构件	Doel4, Tihange3
非能动堆芯冷却系统	美国 NRC AP1000 FDA/FSER 的验证试验
非能动安全壳冷却系统	美国 NRC AP1000 FDA/FSER 的验证试验
严重事故管理	美国 NRC AP1000 FDA/FSER 的验证试验
数字化仪表控制系统	美国 NRC AP1000 FDA/FSER 的验证试验

许可证审批稳定性是确立取照的充分信心,保证没有未解决的审批问题。在美国和世界上其他国家,都发生过由于许可证审批问题而迫使项目工期推迟并造成严重的经济损失的情况。

AP1000设计已经通过美国核管理委员会(NRC)的评审,2004年9月发布了它对AP1000的安全评审报告(FSER)和最终批准(FDA)。AP1000设计已经过相关的立法程序,NRC于2005年底向西屋公司颁发了AP1000的设计证书。这大大降低了许可证审批的不稳定性的风险。

10.2 设计简化

设计简化是AP1000独有的技术经济特性。AP1000由于采用非能动安全系统设计,不需要泵和通风冷却系统。作为安全支持系统的交流电源、暖通空调系统(HVAC)和冷却水系统被取消。因此,AP1000采用非能动安全系统设计后,不仅显著提高了安全系统的可靠性,而且使得电厂系统大大地简化,设备、安全厂房和材料大大减少。这将显著降低AP1000的造价。为说明AP1000设计简化的情况,表5.1-25列出了AP1000设计和典型的1000MW_e级的PWR的比较结果。AP600与目前的改良型PWR比较,由于设计简化使成本减少20%~30%。AP1000相对AP600,虽然功率有很大得提高,但投资仅有小幅增加,因此AP1000经济性要好于AP600。

由于系统简化和部件减少,运行前和运行中的检查、试验以及计划或非计划维修大大减少,电厂人员也可减少。因此,AP1000设计简化,还显著减低了电厂的运行成本。例

如,AP1000的非能动余热排出系统,不需要交流电源,避免了要求多重、多样的安全级柴油发电机的复杂性,简化了电厂的运行,减少了电厂的运行费用。

表 5.1-25 AP1000 设计与典型的 1000 MWe PWR 的比较

	典型 PWR	AP1000	部件减少比例
各类泵(台)	280	180	36
核级阀门(台)	2844	1400	50
核级管道(m)	33 500	5800	83
电缆(10 ⁶ m)	2.77	0.37	87
抗震厂房体积(10 ⁶ m ³)	0.36	0.16	56

10.3 模块化建造技术

AP1000采用模块化建造技术。AP1000标准电厂由50个大模块和250个小模块组成。小模块近似高为3.6m,宽为3.6m,长为24.4m,质量为80t,都可以用火车运输。这些模块可以同时工厂加工建造,模块运到现场后组装,大大减少了现场的工作量。因此工厂化的加工建造和建成模块的检查和试验,将大大缩短现场的建造工期。模块在工厂加工建造的质量和进度易于控制,而且工厂建造费用也比现场便宜。

西屋公司和它的分包商已经在日本和美国开展了模块化建造技术的研究。研究结果的结论是,模块化建造技术将缩短核电厂现场建造的日历时间。AP1000采用模块化建造技术后,从浇灌第一罐混凝土到装料,现场建造日历时间为36个月,从合同签订到建成运行,供货商的估计为60个月。

10.4 燃料循环经济

本节给出的燃料循环经济是基于AP1000采用的堆芯燃料管理策略。

AP1000的堆芯燃料管理策略,在堆芯采用低泄漏的燃料装载方式和轴向富集度分区,轴向两端的富集度低于堆芯中部的富集度。同时,堆芯围板改成堆芯围筒设计。这些设计措施显著提高了AP1000堆芯的中子经济性,因此改进了燃料循环的经济性能。

AP1000堆芯燃料管理采用燃料芯块的硼化锆涂层(IFBA)作可燃毒物。由于硼化锆涂层很薄,在循环寿期末剩余的硼吸收体几乎为零,因此IFBA与钆(Gd)等其他可燃毒物比较,它的可燃性要好。根据可燃毒物的评价结果,分别对12个月(290等效满功率天)、18个月(441等效满功率天)和24个月(588等效满功率天)三种换料循环长度,钆(Gd)剩余导致的反应性惩罚,相当于6、16和22个等效满功率天的惩罚。

AP1000有三种堆芯燃料管理策略:基本第1燃料循环经过2、3燃料循环,过渡到18个月平衡循环;先进第1燃料循环经过2、3燃料循环,过渡到18个月平衡循环;先进第1燃料循环经过2、3燃料循环,过渡到16/20个月交替平衡循环。表5.1-26列出了AP1000普通和先进第1燃料循环到18个月平衡循环的主要燃料循环经济特性。对16/20个月交替平衡循环的管理策略,其经济性能与先进第1燃料循环到18个月平衡循环的换料策略相当。

AP1000采用的堆芯燃料循环的主要技术经济特性是:①从表5.1-26看到,第一次换料进入堆芯的新燃料卸料时,已经达到平衡卸料燃耗。因此AP1000堆芯燃料管理策略,

能够较快地达到平衡卸料燃耗；②18个月先进第1燃料循环的燃料成本，比传统采用的基本第1燃料循环低6.5%，18个月先进第1至第3燃料循环的平均燃料成本，比传统

采用的基本第1至第3燃料循环低4%。所以，18个月先进换料策略使第一堆芯的燃料与传统采用的基本换料策略，有更好的燃料利用率和经济性。

表 5.1-26

AP1000 燃料循环经济

循环数	18个月基本第1循环到平衡循环				18个月先进第1循环到平衡循环			
	循环长度 (等效满 功率天)	新燃料 组件数	卸料燃耗 (MWD/MTU)	燃料循 环成本 (美元/MWHe)	循环长度 (等效满 功率天)	新燃料 组件数	卸料燃耗 (MWD/MTU)	燃料循 环成本 (美元/MWHe)
1	519.3	157	32 579	8.487	465.0	157	29 769	7.929
2	510.6	64	50 049	7.042	510.2	64	50 317	7.203
3	569.2	72	50 359	7.157	569.0	72	51 381	6.970
平均/1~3	—	—	—	7.746	—	—	—	7.456
4	510.0	64	50 326	6.987	510.0	64	50 326	6.987
5	510.0	64	50 326	6.987	510.0	64	50 326	6.987
平均/4~5	—	—	—	6.987	—	—	—	6.987

附件 A1 AP600 与 AP1000 研发的背景与过程

A1.1 AP600 和 AP1000 的研究开发情况

AP600 的研究开发花费了 13 年的时间、1300 人年，完成了 12 000 份设计文件，耗资 6 亿美元。在 AP600 的基础上，又历时 5 年开发了 AP1000。

美国核管会（NRC）用了 6 年时间、110 人年对 AP600 进行了审评。提出 7400 多个问题，召开了 380 多次会议。美国反应堆安全顾问委员会（ACRS）召开了 43 次审查会议。NRC 于 1998 年 9 月 3 日颁发了 AP600 最终设计批准书（FDA）。

西屋公司于 2002 年 3 月 28 日向 NRC 提交了 AP1000 标准设计的“标准设计证书”申请，申请文件包括 AP1000 设计控制文件（DCD）、概率风险分析报告（PRA）等。NRC 前后用了 2.5 年时间、31 个人年对 AP1000 进行了审评。审评包括计算分析程序的实验验证、电厂回路的比例模型模拟试验、独立的 PRA 分析等。NRC 于 2004 年 9 月 23 日颁发了 AP1000 最终设计批准书。根据美国有关法律举行听证会后，NRC 于 2005 年 12 月 30 日向西屋公司颁发了 AP1000 标准设计的“标准设计证书”。

A1.2 AP600 和 AP1000 的试验验证情况

西屋公司为了满足成熟性的要求，对 AP600 和 AP1000 的非能动安全系统、安全分析软件和设备的开发研究进行了大量的试验验证，建立了以下主要的单项和综合试验验证装置：堆芯补水系统（CMT）试验装置；非能动余热排出（PRHR）试验装置；自动卸压系统（ADS）试验装置；非能动安全壳冷却试验装置；偏离泡核沸腾（DNB）试验装置；将堆芯熔融物滞留在压力容器内（IVR）的 UPLU 试验装置；非能动堆芯冷却系统（全高度、高压、高温）SPES 综合试验装置；非能动堆芯冷却系统（低压、低温）APEX 综合试验装置。

A1.2.1 非能动堆芯冷却实验

A1.2.1.1 单项试验

包括：非能动余热排出系统热交换器（全高度、全压力/温度、小比例热交换器/安全壳内置换料水箱）实验；自动卸压系统（ADS）A 阶段（喷头）试验；自动卸压系统（ADS）B 阶段（1/2/3 级自动降压阀）试验；堆芯补水系统（CMT）试验；偏离泡核沸腾（DNB）试验等。

A1.2.1.2 综合试验

包括：非能动堆芯冷却系统（1/395 体积比例、全高

度、高压、高温）SPES2 综合系统试验；非能动堆芯冷却系统（1/4 比例、低压、低温）APEX 综合试验。

A1.2.2 非能动安全壳冷却实验

A1.2.2.1 单项试验

包括：空气流动压降（小尺寸）试验；水膜形成（小尺寸、冷态）实验；加热板（水膜稳定性、全尺寸、1/8 扇型、冷态）试验；台式风洞（空气流动、1/100 比例）试验；冷凝（各种表面的热传导系数、小尺寸）实验；水流分配（全尺寸、1/8 扇型、冷态）试验；风洞（1/800、1/100 和 1/30 比例）实验；气流通压力数据处理（1/6 比例、140 扇型）实验等。

A1.2.2.2 综合试验

包括：非能动安全壳冷却系统（直径：0.91m、高度：7.31m、全压力/温度/气流）综合试验；大比例非能动安全壳冷却系统（1/8 比例、压力/温度/气流）综合试验。

A1.2.3 严重事故试验

包括：燃料—冷却剂相互作用压力波（熔融金属单一滴落）试验（SIGMA）；燃料—冷却剂相互作用预混合（小比例）试验（MAGICO）；AP600 堆芯熔融物滞留在压力容器内（IVR）条件下反应堆压力容器外表面的临界热流密度（全尺寸片段）试验（ULPU III）；AP1000IVR 条件下反应堆压力容器外表面的临界热流密度（全尺寸片段）试验（ULPU IV）；AP1000IVR 条件下反应堆压力容器外表面的临界热流密度（全尺寸片段）试验（ULPU V）；IVR 条件下反应堆压力容器堆芯熔融碎片池循环（1/8 比例）试验（小型 ACOPO）；IVR 条件下反应堆压力容器堆芯熔融碎片池循环（1/2 比例）试验（ACOPO）等。

A1.3 可用于 AP1000 的分析程序

西屋公司在 AP600 和 AP1000 的非能动安全系统大量的试验研究的基础上，对西屋公司原有的分析程序进行了改造，扩大其使用范围，使它们能适用于在低流量工作条件下的非能动安全系统的分析设计工作。主要分析程序包括：LOFTRAN 瞬态分析；NOTRUMP 失去少量冷却剂事故（小 LOCA）；WCOBRA/TRAC 失去大量冷却剂事故（大 LOCA）；WCOBRA/TRAC—SB 长期冷却；WGOOTHIC 安全壳分析等。

A1.4 美国核电项目的一步审批法

美国 20 世纪七八十年代建造的大批核电厂，实现了核蒸汽供应系统和汽轮发电机组的标准化和系列化。但是，由于核电厂配套的工程设计（AE 设计）对不同厂址是各不相

同的，因此每个核电项目必须根据美国联邦法规 10CFR50 的规定，按两步法（提交初步安全分析报告和最终安全分析报告）向核管委（NRC）申请许可证。由于审批过程越来越长，严重影响了建设工期。据统计，美国 1975 年后建造的 55 座压水堆机组，工期 7~10 年的为 17 座，10~15 年为 25 座，超过 15 年的为 8 座。在总结了美国 20 多年核电研究、设计、建造、运行和审批中的经验教训基础上，联邦法规 10CFR52 提出了一步审批法（见图 5.1-50），即业主一次性地申请核电厂建造和运行的综合许可证（COL）。申报 COL 的条件是业主已获得厂址的早期批准书，供货商已获得

NRC 批准的 FDA 基础上，完成了某型号首座标准化机组（无厂址）的详细设计。因此，NRC 颁发 COL 时，核电项目 90% 的设计文件和图纸已 100% 地完成，这也是现场浇灌第一罐混凝土的必要条件。

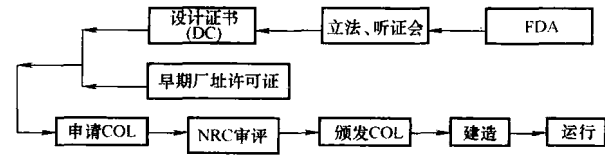


图 5.1-50 美国 10CFR52 核电厂许可证申请程序

第2章 先进能动压水堆核电站

1 EPR 总体介绍

1.1 概述

EPR (European Pressurised Reactor) 是法马通和西门子联合设计开发的面向 21 世纪的新一代改进型压水堆核电站。它以法国 N4 型和德国 KONVOI 型核电站为主要的参考设计,并充分吸收了法国和德国核电发展多年的设计、建造和运行经验,充分考虑到了当前的工业水平并采用了先进的技术,提高了总体安全水平,在经济性上具有竞争力。EPR 的研发得到了法国和德国核安全当局的支持和认可,得到了法国和德国科研机构的支持。EPR 总体设计目标和安全指标都达到了第三代核电站的要求。

EPR 是四环路大功率的核电机组,堆芯由 241 个 17×17 的燃料组件组成,可采用最高 50% 的 MOX 组件,热功率为 4250~4900 MW,电功率为 1600 MW 级。换料周期为 12~24 个月,全寿期内电厂可用率大于 87%,60 年设计寿命,职业辐射剂量小于 0.5 人·Sv/堆年(目标值为 0.3 人·Sv/堆年)。EPR 安全系统及重要的辅助系统采用四个系列的系统设置,在设计中遵循了简单性、实体隔离、多样性和冗余原则,并着重考虑了严重事故的预防和缓解措施,将在实际上消除早期放射性大剂量释放的风险,把现场外的应急措施限制在电站十分有限的范围内。EPR 采用双层安全壳,安全厂房分区布置,实体隔离。

EPR 的纵深防御是基于提高预防水平和全面考虑严重事故缓解措施两方面来设计的,在堆芯设计、系统设计、保护和控制系统优化以及安全壳设计等方面作了大量的改进,提高了电站抵御内部和外部灾害以及防止和缓解严重事故的能力,EPR 的堆芯损坏频率(CDF)大大降低。PSA 分析结果表明:在所有的电厂运行工况下,内部事件及部分外部事件导致的 CDF 约为 1.24×10^{-6} /堆年。

EPR 的仪控系统采用了标准成熟的 DCS 系统-TXS 和 TXP。这是比较先进的数字化仪控系统,因而系统的功能强大,数字化和智能化水平高。同时从仪控系统体系结构的设计方面也更好地考虑了纵深防御的思想。

1.2 EPR 开发经过简述

自 1978 年 1 月第一座压水堆核电机组投入商业运行以来,法国共开发了三种压水堆系列:CP 系列(CP0、CP1、CP2)、P4 系列(P4、P'4)和 N4。1987 年,法国和德国的主要核电站供应商——法马通公司和西门子公司以及两国的核电用户开始酝酿开发面向 21 世纪的能够满足新的法规要求和更高经济性要求的新一代核电站 EPR,并于 1989 年签订合作协议,共同创办了国际核动力公司(NPI)进行 EPR 项目的合作开发(2000 年,NPI 解散;2001 年,法马通公司与西门子核电部合并成立法马通 ANP)。1991 年法国电力公司和德国的一些电力公司决定参与 EPR 的开发工作,并将其融入到本国的发展计划中。EPR 的设计工作从 1991 年开始,1994 年完成概念设计,1995 年开始了 EPR 初步设计,

并于 1998 完成。EPR 的研发耗资 2 亿多美元。2000 年 3 月,法国常设项目组在德国专家参与下完成了 EPR 基本设计的评审工作,并于 2000 年 11 月向法国核安全当局递交了 EPR 详细技术导则。2003 年 12 月芬兰电力公司(TVO)与法马通 ANP 签订了第一台 EPR 核电机组的建设合同,并计划于 2009 年投入商业运行。该核电站的建造周期预计为 48 个月。2004 年 9 月,法国也决定在本国的 Flament Ville 建造其第一座 EPR 核电机组,2007 年 1 月浇筑第一罐混凝土,到满功率商业运行的计划建设工期为 54 个月。

1.3 设计目标和技术性能参数

EPR 的设计满足 EUR 的要求,总体设计目标为:

堆芯热功率 4250~4900 MWth。

电站设计寿命 60 年。

堆芯损坏频率 $< 10^{-5}$ /(堆·a)。

早期大量放射性释放频率 $< 10^{-6}$ /(堆·a)。

燃料组件最大燃耗深度 $< 65\ 000$ MWD/t(U)。

平均卸料燃耗 $> 48\ 000$ MWD/t(U)。

机组可用率 $> 87\%$ 。

换料周期 12~24 个月。

年非计划停堆数 < 1 。

在此,以 4 600 MWth 的堆芯热功率为例对 EPR 各主要系统及参数进行介绍。表 5.2-1 是 EPR 的主要技术性能参数。

表 5.2-1 EPR 的主要技术性能参数

参数类别及名称	数 值
反应堆热功率 (MW)	4600
NSSS 功率 (MW)	4616
电功率 (MWe)	1660
环路数	4
燃料组件类型/数目	17×17/241
堆芯活性区高度 (cm)	420
平均线功率密度 (W/cm)	163.4
换料周期	12~24 个月
平均卸料燃耗 (MWD/tU)	$> 48\ 000$
RCS 运行压力 (MPa. abs)	15.5
RCS 设计压力 (MPa. abs)	17.6
热工设计流量/每环路 (m ³ /h)	27 180
RPV 入口/出口冷却剂温度 (°C)	295.7/330.1
堆芯热工裕量 (%)	≥ 15
给水流量 (kg/s)	2630
给水温度 (°C)	23
给水压力 (MPa. abs)	9
主蒸汽出口压力 (MPa. abs)	7.72
主蒸汽流量 (kg/s)	2402
热效率 (%)	36
设计寿命 (年)	60
可利用率 (%)	78.7
年非计划停堆数	< 1
中、低放废物量 (m ³ /年)	46
堆芯损伤概率 (CDF) (1/年)	1.24×10^{-6}
大量放射性释放频率 (LRF) (1/年)	9.6×10^{-8}
安全壳形式	双层安全壳 (内层为预应力混凝土安全壳)
安全壳设计温度 (°C)	170
安全壳设计压力 (MPa. abs)	0.53
安全自由容积 (m ³)	80 000
安全壳内径 (m)	46.8

1.4 EPR 的分级原则

1.4.1 介绍

安全分级的目的是为了在电厂安全相关的系统、设备和土建结构的设计、建造和运行工程中贯彻相关安全要求。分级的目标是通过设计,提出和运用相应的要求保证电厂安全相关的系统、设备和土建结构质量。这些安全级系统、设备和土建结构按相应的要求,依据执行的安全功能被分成几个级别。这些要求的目的是在所有预期的运行工况下获得安全系统和设备的一个足够的质量规范。最严格的要求对应最重要的安全功能。

1.4.2 安全屏障和功能划分的基本原则

为了确保安全性,核电站在任何工况下必须保证实现以下三个根本目标:反应性控制、余热排除(堆芯冷却)、放射性产物的包容。EPR 核电站设计基于纵深防御的思想,实际上采用两种措施用来实现这些目标:

(1) 一方面建立放射性物质和环境之间的安全屏障,以此来防止不允许的放射性释放(主要屏蔽放射性物质的措施)。

(2) 另一方面建立安全系统确保缓解事故,以防止或限制放射性释放(主要是反应性控制和余热排出)。

因此,EPR 核电站由两个主要功能确保电厂的安全性:

(1) 安全屏障功能,它的目标是防止放射性释放到环境中,这涉及机械设备、通风及土建结构。

(2) 安全屏障保护功能,它的目标是一旦事故,至少保持一个安全屏障的完整性和限制受影响的安全屏障的性能降低,依赖于专用安全系统的执行。

为了保证在系统和设备执行这些功能时有较高的质量和良好运行(对于系统保证完整性和可操作性,对于设备保证功能的可能性和可操作性);根据安全的重要性,针对不同设备的设计、安装、运行需要就以上两种主要功能定义一个安全分级。安全屏障和功能划分的基本原则见表 5.2-2 所示。

表 5.2-2 安全屏障和功能划分的基本原则

安全根本目标(安全三要素)	
反应性控制 余热排出 放射性物质屏蔽	
安全屏障保护功能(功能分级)	安全屏障功能(安全屏障分级)
<p>目标</p> <p>一旦事故发生,为了保护反应堆安全屏障,应保证实现缓解功能</p> <p>反应性控制 余热排出 (所需专用设备的可操作性)</p>	<p>目标</p> <p>通过对参与安全屏障功能的设备适当的要求来确保保护环境(所需隔离措施的完整性和可操作性)</p>
<p>分级参数</p> <p>反应堆状态(可控,安全停堆) 触发事件后的时间 触发事件的类型(PCC、RRC、侵害)</p>	<p>分级参数</p> <p>安全屏障内包容物的放射性 隔离安全屏障的可能性</p>
<p>功能分级</p> <p>F1A 和 F1B 级:达到可控状态,对于 PCC 事件达到和保持安全状态</p> <p>F2 级:正常运行过程中,RRC 和放射性的内部侵害缓解控制</p>	<p>安全屏障分级</p> <p>B1、B2、B3 级针对所有事件类型,考虑释放的后果</p>

1.4.3 安全屏障分级

安全屏障用于把放射性产物与环境隔离开。安全屏障的特性可以用两个参数来表示:

(1) 安全屏障包容物。

指来自天然的和各种来源的流体的总放射性(如反应堆压力容器内的“堆芯水装量”、燃料厂房内的乏燃料、安全壳外其他储罐内被污染的流体等)。

有两种比较明显的包容物:

1) 一种是严重污染的放射性流体,它是由于燃料包壳性能劣化(裂变产物释放)或更为严重的堆芯融化(堆芯熔融物释放)而产生的。

2) 另一种是轻微污染的放射性流体,它是在燃料包壳保持完整的情况下,被污染的一回路流体。

(2) 隔离安全屏障的可能性,有两种情况:

1) 可隔离的安全屏障:在放射源和安全屏障之间存在一个可隔离设备,或一个防泄漏或过滤设施,这个设备的功能必须按其运行环境进行质量鉴定。

2) 不可隔离的安全屏障:对潜在的泄漏没有隔离或防泄漏设备。

1.4.3.1 定义

在任何运行工况下,执行安全屏障功能的系统分级都是基于其潜在的泄漏或破裂而向环境中释放的放射性后果来划分的。据此,一个简单的分级考虑如下:

B1: 包容可能严重污染的流体或在故障情况下可能释放高放射性流体的不可隔离的安全屏障。

B2: 包容可能严重污染流体的可隔离安全屏障,或包容轻微污染流体的不可隔离安全屏障。

B3: 包容轻微污染流体的可隔离安全屏障。

1.4.3.2 对于“压力容器内堆芯水装量”源的应用

根据上述总定义,此概念按表 5.2-3 应用于“压力容器内堆芯水装量”源,特别是对于一回路压力边界(或它的延伸)及其主要系统。

表 5.2-3 安全屏障分级与其典型应用

安全级	例子
B1	一回路压力边界
B2	二回路蒸汽和水管路
	在事故后工况下参与包容放射物的设备
B3	在正常运行过程中参与包容放射物的设备; 在正常运行和事故后,用于对那些不与反应堆冷却剂系统以及安全壳大气直接相连、位于安全壳内且具有安全和抗震分级的系统并可进行安全壳隔离的设备

1.4.3.3 在核辅助厂房、安全厂房和燃料厂房中的污染储存罐

在核辅助厂房、安全厂房和燃料厂房中的容器,正常运行工况下可包容被污染的流体,它被视为潜在的源,至少被划分为 B3 级。

所有与源相连的系统可根据其包容物和系统隔离的可能性来分级(包括前面所定义的执行向环境释放的防泄漏或过滤的辅助设施)。

1.4.4 功能分级

安全级的定义与三种物理状态有关,这三种物理状态对应于在电厂工况分类(PCC)和风险降低工况分类(RRC)的安全分析中要达到的停堆工况。它们允许分层次引入为达到这些停堆工况所用的功能中。

1.4.4.1 三种物理状态的定义

三种物理状态分别是：可控状态、安全停堆状态、RRC-A 分析的最终状态。这三种状态的定义如下：

可控状态——可控状态是这样一种状态，当快速的瞬态过程结束后，电厂稳定并具有：

(1) 反应性受控。

(2) 堆芯热功率在排出，一个开放的冷却链如蒸汽发生器和应急给水系统可利用。

(3) 一个稳定的堆芯冷却剂装量。

少数情况下，在一定的时间内，反应堆可以是临界的。

安全停堆状态——这种状态确保余热持久排出（例如冷停堆），主要堆芯物理参数状态为：

(1) 堆芯次临界。

(2) 放射性释放保持在对应的 PCC 工况范围内。

(3) 衰变热持久排出（堆芯热量由 SIS/RHRS 排出）。

RRC-A 分析的最终状态——RRC-A 安全分析被执行到一个安全状态，称为所谓的“RRC-A 分析的最终状态”，定义为：

(1) 堆芯次临界。

(2) 衰变热在排出。

(3) 放射性释放受安全屏障完整性的控制，符合验收标准。

1.4.4.2 功能分级的定义

所有功能按上面定义的三物理状态分级。更确切地说，是按照这些功能需要投入的关键点进行分级。EPR 设计根据这三个状态导出功能的三个安全级：F1A、F1B 和 F2 级，其特性是：

F1A——在发生任何 PCC2 至 PCC4 的内部事件之后，核电厂为达到上面定义的“可控状态”，所需的所有安全功能（包括支持功能在内）。

F1B——除了实现上面定义的“可控状态”外，所有为达到“安全停堆状态”所需要的安全功能，以及在发生任何 PCC2 到 PCC4 的内部事件之后为保持安全停堆所需要的安全功能。

F2——包括如下功能：

(1) 在 RRC-A 事件序列中为达到并保持 RRC-A 分析的最终状态所需的安全功能。

(2) 在 RRC-B 情况下为防止大量释放所需的功能。

(3) 一旦发生内部灾害，用于限制灾害损害的功能（例如火灾报警，消防系统等）。

(4) 在正常运行过程中，与放射性控制相关的功能（例如通风、专用放射性监测、废物保存）。这适用于那些在正常运行过程中参与包容放射物的包括 B3 级设备在内的系统。

(5) 经论证在保持安全停堆状态的设计能力上不是关键的，但在停堆后 24~72h 内可能需要的一些附加功能。

1.4.5 系统分级

系统的分级按照要完成的安全功能来划分。EPR 核电站定义的系统安全分级如下：

(1) F1 级系统：

1) F1A 系统。

2) F1B 系统。

(2) F2 系统。

(3) 非安全级 NC（没有定义为 F1 或 F2 级）系统。

通常所说的系统一般理解为：至少执行运行或安全其中一项功能的一系列机械和电气设备，例如化容系统

(CVCS) 和安注系统 (SIS)。

根据初因事件的不同，同一系统可以用于达到可控状态（对应为 F1A 级），也可以用于安全停堆状态（对应为 F1B 级），例如，低压安注系统 (LHSD) 对大 LOCA 时是 F1A 级，而余热排出时是 F1B 级。对于这样的系统（与该系统有关的要求是由初因事件决定的）则需要有一个 F1A 级功能。因此，所有相关的安全级系统的分级按这样的方式进行，如果对某个 PCC 事件存在转换到“可控状态”的要求，相应的系统便划为 F1A 级。

更为通用的规则如下：

(1) 如果对于某个单一 PCC 事件，系统必须使用 F1A 级功能，这个系统便划为 F1A 级。

(2) 这也同样适用于支持系统，如果它们是处在备用模式下。如果支持系统在事件前已经运行并且运行没有受到事件的影响，这个系统划为 F1B 级。一个前提是该系统的可操作性必须没有直接或间接地受该事件影响。

(3) 如果对于某个单一 PCC 事件，系统必须使用 F1B 级功能，这个系统至少划为 F1B 级。

(4) 如果对于某个单一 RCC 事件，系统必须使用 F2 级功能，并且这个系统是专门设计用于处理一个 RCC 事件的，这个系统至少应划为 F2 级。可以考虑让一个非安全级系统执行 F2 级功能，如果该系统是在其设计工况下运行且不受初因事件影响。

(5) 然而，所有与 RCC-A 和 RCC-B 控制至关重要的运行系统必须划为 F2 级。

(6) 任何被专门设计用于控制内部侵害的设施或为避免冗余重叠故障（多重冗余受到影响）而必需的运行设施，应划为 F2 级。

1.4.6 抗震分级

抗震分级如下：

(1) 抗震 1 类：包含或完成 F1 功能的设备和建筑结构划为 B1 类的设备或一旦设计地震发生需要可操作性、执行功能的能力的设备。

(2) 抗震 2 类：保护或不容许影响抗震 1 类的设备和建筑结构划分为抗震 2 类。

(3) 没有划分为抗震 1 类或 2 类的设备和建筑结构被称为非抗震级。

1.4.7 机械部件的分级

在安全屏障分级 (B1、B2、B3) 和安全系统分级 (F1A、F1B、F2) 的基础上，导出 EPR 机械部件设计和结构的基本规范。针对承压零部件及其支撑件分为 ETC-M 1 级，ETC-M 2 级，ETC-M 3 级。其他部件没有分级。

1.4.8 电气设备的分级

根据安全系统分级 (F1A、F1B、F2 级) 中的电气系统类和 ETC-E (EPR 技术规范—电气) 中定义的电气设备分级，EPR 电气设备安全级定义如下：

(1) EE1：需确保 F1 安全功能的电气设备。

(2) EE2：需确保 F2 安全功能的电气设备。

(3) NC：非安全级。

1.4.9 I&C 系统分级

根据安全系统分级 (F1A、F1B、F2 级) 的 I&C 系统安全功能的分类和 I&C 设备分级 EPR 的 I&C 设备安全级定义如下：

(1) E1A 级：需确保 F1A 安全功能的 I&C 设备。

(2) E1B 级：需确保 F1B 安全功能的 I&C 设备。

(3) E2 级：需确保 F2 安全功能的 I&C 设备。

(4) NC级：非安全级。

大多数情况下，I&C系统和设备级别对应功能的级别。但由于一些实用的理由，低级别的功能可以用较高级别的系统和设备执行。另外，由于实用的原因，仪控工作人员对仪表还引入了下列定义：

- (1) F2：抗震 F2 或非抗震 F2 级。
- (2) F2E：抗震 F2。
- (3) F2N：非抗震 F2 级。

1.4.10 土建结构分级

根据在建筑物中安全功能和设备的分级、包容放射性物质的潜能（安全屏障功能）、厂房安全分类，EPR 厂房的安全分级定义如下：

- (1) 安全 1 类：包容和支撑与 F1 级系统相关的任何机械设备、电气设备或 I&C 设备的土建结构，或可能包容放射性物质的（B1、B2 或 B3 的设备）的土建结构。
- (2) NC：非安全级，包容和支撑任何与 F2 级相关的机械或电气设备的非安全 1 类土建结构。

1.5 安全评价和经济性初评

1.5.1 安全评价

EPR 是在传统压水堆核电站的技术基础上，采用循序渐进式设计改进原则进一步提高纵深防御安全设计的预防水平，针对严重事故采取了多种预防和缓解措施，并从放射性防护、废物处理、维修改进和减少人为失误风险等方面改善运行条件的。

1.5.1.1 设计基准事故安全分析

EPR 根据事故发生的频率和对周围公众的潜在的放射性后果，把各种事故分成四类电厂工况（PCCS）和两类风险减少工况（RRCS）。与以往核电站最终安全分析报告中有关事故分析的章节相比，EPR 设计基准事故分析的内容更深入。

(1) 对每一类事故发生的初始工况考虑更全面，许多事故不仅分析了电厂标准运行工况中，而且分析各种停堆工况。初始工况不同，电站的初始状态和某些保护信号就不同，这些都影响到事故的进程和后果，通过这样的分析就可把最不利的事故工况确定下来。

(2) 对每一个设计基准事故不仅分析了仅依靠安全系统使电站从事故发生到达“可控状态”的过程，而且还分析了电站从可控状态如何达到安全停堆状态的方法。在以往核电站最终安全分析报告所作的事故分析中一般只分析到可控状态。

(3) 设计基准事故的分析不仅考虑单一故障准则，而且还考虑了一系列安全系统的预防性维修假设，安全系统的设计采用了 $N+3$ 的原则，这样即使考虑了单一故障和预防性维修，在极端的情况下至少还有一列安全系统可用，满足电厂的最低安全要求。

(4) 应急规程采用以状态导向的原则，在状态法中操纵人员的目标是保持六个状态要素处于良好的状态，或限制它们恶化进程。在状态要素变坏的情况下，操纵员的动作应尽可能地使该状态恢复正常。

EPR 设计基准事故的分析表明：在事故发生后操纵员有足够的时间识别与诊断事故，并作必要的准备，在事故发生后 30min 在控制室采取缓解措施，或在事故发生后 1h 采取就地操作，仍能满足安全验收准则的要求，满足 30min 不干预原则。

1.5.1.2 严重事故预防和缓解措施

EPR 在纵深防御上的特点是充分吸取了在役核电站的经验，特别注重对严重事故的预防和缓解措施的设计，将在实际上消除早期放射性大剂量释放的风险，把现场外的应急措施限制在电站十分有限的范围内。EPR 在考虑严重事故预防和缓解措施时，将事故分成两类：一类是可能造成堆熔的超设计基准事故（RRA），根据一级 PSA 的分析结果，针对最有可能造成堆熔的一些主导事故序列制定了专门的应对措施，防止事故发生或消除事故后果；一类是可能造成放射性大量释放的严重事故（RRB），考虑了所有的严重事故现象，针对每一严重事故现象均有对应的缓解措施。

(1) 严重事故的预防措施。

EPR 在严重事故的预防方面采用的措施主要有：增大主设备（压力容器、稳压器、蒸汽发生器等）的水装量，增大主系统的热惯性；安全系统四列冗余，并完全实体分隔，提高安全系统可靠性；设置四台应急柴油发电机，并增设两台非安全级柴油发电机作为备用，降低全厂断电的可能性；延长事故情况下操纵员的可不干预时间，减少人因失误；通过稳压器卸压阀实现一回路给水排水等。

(2) 严重事故的缓解措施。

EPR 以防止和缓解氢的产生及其后果、防止高压下的压力容器失效、稳定压力容器外的堆芯熔融物、防止安全壳超压、限制放射性物质外泄等方面的考虑作为缓解严重事故后果的总体策略，制定抵御这些严重事故现象的保护方法和缓解措施，确定堆芯融化后对安全壳的主要威胁，采取必要的设计措施确保安全壳的完整性。EPR 具体采用的严重事故缓解措施包括：

1) 采用大的安全壳容积（约 80 000m³），并在安全壳内安装非能动的氢气复合器，降低氢气爆炸风险。

2) 利用高度可靠的稳压器卸压系统，避免发生堆芯熔融物的高压熔喷，并降低由此导致的安全壳直接加热的风险。

3) 采用干式堆腔设计，避免大量的水直接与堆芯熔融物接触，防止压力容器外的蒸汽爆炸。

4) 利用 RPV 失效后堆芯熔融物在堆坑暂时停留、堆芯熔融物在 170m² 的展开区展开、在堆坑和展开区安装牺牲材料、用来自 IRWST 的水淹没滞留区内的熔融物等措施，实现熔融物的降温 and 冷却，通过能动的冷却系统（CHRS 包括喷淋系统和底板冷却系统）实现熔融物和安全壳的长期冷却。

1.5.1.3 EPR 的概率安全分析结果

EPR 在设计中充分利用 PSA 作为设计辅助工具，在整个设计过程中根据 PSA 分析的分析结果不断对系统设计和系统配置进行比较和优化，以达到电厂设计平衡，总体上提高电厂的安全水平。EPR 的概率安全分析包括了 1 级和 2 级概率安全评价（PSA），电厂运行状态包括功率运行和停堆工况，并给出了内部火灾和水淹事件的分析结果。EPR 的 PSA 结果表明：在所有的电厂运行工况下，内部事件及部分外部事件导致的堆芯熔化频率（CDF）约为 1.24×10^{-6} /堆年；在功率工况下和停堆工况下，内部事件及部分外部事件导致的安全壳大量放射性释放频率（LRF） 9.6×10^{-8} /堆年，满足第三代核电站的相应要求。

1.5.2 经济性初评

核电站的经济性受很多因素的影响。从根本上讲，核电站的经济性主要取决于核电站的设计特征，包括核岛设计的复杂度和综合度、电站规模。这些设计特征以及设计和管理

的自主化、设备制造的本地化、建造地人力成本状况等基本决定了核电站在形成批量规模后的经济性。但在形成批量规模以前,还有一些其他因素对电站经济性有较大影响,包括设计技术的成熟度、研发费用的分摊、技术转让、工程建造管理、工业基础的适应性等。

下面就 EPR 核电站在形成批量规模后的经济性、首批机组建造成本、EPR 运行成本与效益三个方面给出初步评价。

1.5.2.1 EPR 形成批量规模后的成本评估

由于资料有限,在目前的条件下直接估计 EPR 建造成本十分困难,可行的方法是将 EPR 设计特征与同类型百万千瓦级传统压水堆核电站相比较,通过差异性分析来评估其建造成本。

在形成批量规模后, EPR 方案建造成本影响因素主要有两个方面:

(1) 容量效应会导致总造价升高,单位造价降低。EPR 的电功率至少可达到 1600MW_e,在假定安全配置不变的前提下,该容量的核电站的总造价会有所增加,但单位造价会有明显的降低。

(2) 安全配置增加导致电站造价升高。

综合估计以上两个因素, EPR 由于配置增加和机组容量增大会使其建造总成本增加。但由于其规模效应明显,形成批量规模后 EPR 的单位造价相比同类型的核电站会降低。

1.5.2.2 EPR 首批机组建造成本

EPR 首批机组的建造成本相对于批量建造成本会有所增加,影响因素主要有:

(1) 研发和设计费分摊。
(2) 完成剩余设计。
(3) 现场设计修改:由于布置上的简化,现场修改不会很多。

(4) 工期延长:主要取决于施工管理的协调度。

(5) 制造技术转让费用和制造厂配套设施。

由于 EPR 仍然采用传统设计理念,其研发费用较低,“研发和设计费”更多地体现为“设计费”。

由于仍采用传统设备, EPR 不需要进行“新型设备试验”。此外, EPR 对工业基础的要求没有本质变化,在首批机组中,相关设备的制造费用不会因为 EPR 是新型机组而明显增加。

按照由大到小的顺序排列,影响 EPR 首批工程成本增量的主要因素为:研发和设计费分摊、工期不确定性、剩余设计、制造技术转让费用、现场设计修改、制造厂配套设施。总体来说, EPR 首批工程风险小,额外费用相对较少,建造成本主要取决于合同谈判及施工建造过程中对以上主要因素的把握。

1.5.2.3 EPR 运行成本与效益

燃料经济性主要取决于其平均燃耗。EPR 实行长周期燃料循环(循环长度 1~2 年),提高核燃料燃耗深度。根据最新的调研资料, EPR 的平均燃耗已达到最新压水堆设计的先进水平(组件平均卸料燃耗为 65GWd/t;换料平均燃耗为 60GWd/t,节省铀 15%),同时减少乏燃料的产出(核废物总量减少 15%~30%),降低核废物存放、处置成本,具有较好的燃料经济性。

由于安全系统冗余度增加, EPR 的绝大多数设备可以进行“在线维修”。因此,核岛维修工期可以大幅缩短(全寿期平均标准大修工期不超过 25d,换料大修工期可压缩到 16~17d),电站可利用率会明显高于其他传统核电站(寿期

平均可用率超过 90%,可达 91%~92%),维修成本大为降低。

蒸汽参数提高,汽轮发电机组出力增加, EPR 汽轮发电机组毛效率可达 36%(芬兰第五堆为 37%)。

电厂运行寿命延长,名义寿期 60 年,头 40 年运行无需重大改进。(芬兰第五堆不易更换的主设备和结构最小寿命设为 60 年,其他主设备设为 30 年,机组运行寿命至少 60 年。)

所有这些,都有助于降低 EPR 的发电成本,提高其经济竞争力。

1.6 机组总体布置

EPR 机组厂区主厂房主要由以下部分组成:核岛、进出厂房、常规岛、核废物处理厂房及泵站等。核岛厂房由反应堆厂房、安全厂房、燃料厂房、核辅助厂房、柴油发电机厂房组成(见图 5.2-1)。

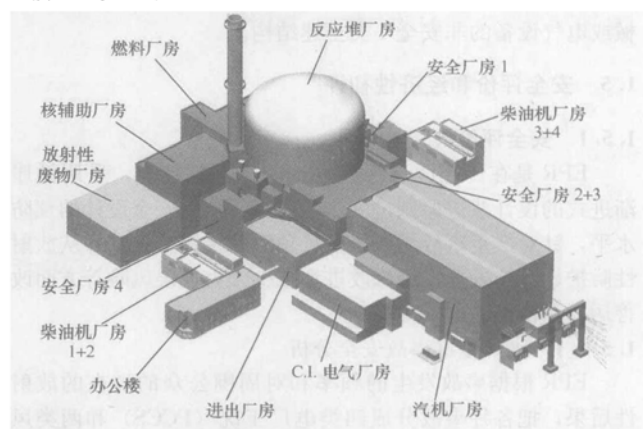


图 5.2-1 EPR 全厂三维效果

在 EPR 机组四环路系统布置时,各环路间及系统各部分在总体布置时保持相对的独立性。反应堆厂房中,反应堆压力容器的进出水管为对称布置,压力容器布置在一个独立的区域,由混凝土墙与其他部分隔开,每一个环路间及各进出水管间均由混凝土墙相互隔离;安全厂房中,每一个系列均布置在一个独立的区域,和其他系列分开,安全厂房中 F1A 分类的所有系统按四重冗余概念设计,为四个完全分离的分区(SAB1~SAB4);安全厂房每个分区又分为两个区域:机械部分区域和电气、仪控、加热、通风及空调部分区域,使放射性控制区域和放射性非控制区域相对分离。

防飞机碰撞设计为 EPR 机组相对于过去的其他机组在安全性提高方面最为显著的特点之一。防飞机碰撞设计在核岛布置中具体表现如下: EPR 机组的反应堆厂房、安全厂房 2、安全厂房 3 及燃料厂房为双层外壁设计,最外层结构为抗飞机碰撞设计,直接保护上述厂房不受来自外部的灾害。另外,核岛部分剩余的安全厂房 1、安全厂房 4 及两座柴油发电机厂房虽不是双层外壁设计,最外层无抗飞机碰撞结构,但总体布置时对称布置于反应堆厂房的两侧各部分相对独立,相互分离。每两个安全厂房分区别布置两组蒸汽及给水阀站,安全厂房分区 1 和 2 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 1 的屋面,而安全厂房分区 3 和 4 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 4 的屋面;每座柴油发电机厂房包含两台应急柴油发电机和一台全厂断电(SBO)柴油发电机。这样布置意味着当发生飞机碰撞时,至少有两组蒸汽及给水阀站和两台应急柴油发电机及一台全厂断电(SBO)柴油发电机不受影响,能正常运行。

1.7 综合评述

EPR是改进型的核电站,总体上采用传统的设计理念和思路。EPR主回路、主设备、安全系统、辅助系统及其他主要系统的设计都是参考成熟的有运行经验的设计。

在EPR核电站设计中,法马通和西门子根据多年压水堆设计的经验反馈,在传统设计的基础上对系统的设计、布置和运行进行了适当的改进和优化。通过这些改进和优化,EPR核电站的瞬态特性以及抵御事故和灾害的能力得到了显著改善和提高。此外,EPR核电站在设计中全面考虑了严重事故的预防和缓解措施。根据多年严重事故预防和缓解研究的成果,EPR核电站针对“消除高压堆熔、控制氢气风险、稳定安全壳内的堆芯熔融物、保证安全壳热量去除和完整性以及限制放射性物质外泄”等严重后果的总体策略,在设计上做了全面的考虑和深入的分析。EPR总体设计目标达到了EUR的相应要求。

EPR的建造成本受到两方面因素的影响。一方面主要安全系统和相关系统配置增加使EPR的总建造成本相应提高;另一方面通过提高输出功率,利用规模效应和适当压缩建设工期降低单位造价。此外,EPR还通过采用如下措施使发电成本得以下降:压缩大修工期、发展在线维修、提高可用率;提高蒸汽参数、提高汽轮发电机组出力;实行长周期燃料循环、提高核燃料燃耗深度、减少乏燃料的产出降低核燃料成本;减低核废物存放、处置成本等。

2 EPR的主要系统

2.1 反应堆核设计和热工设计

2.1.1 反应堆核设计

堆芯由241个AFA 3GLE或HTPLE燃料组件构成,核燃料可以完全用二氧化铀,也可以使用MOX燃料(氧化贫铀和可裂变钚氧化物的混合燃料),MOX燃料的比例可以达到50%。堆芯活性段高度(冷态)为4200mm,等效直径为3767mm。当堆芯热功率输出为4500MW时,冷态几何尺寸下的平均线功率密度(单位长度燃料棒产生的功率)为16.34kW/m;完全用二氧化铀的堆芯铀装量为128.453t。

EPR反应堆第一循环堆芯循环长度为20个月,相当于566个等效满功率天(EFPD)。燃料组件分三区装载,对应的三种富集度/燃料组件数分别为2.1%/97、3.2%/72、4.2%/72。固体可燃毒物采用含钐9%的燃料棒。图5.2-2为第一循环堆芯装载图。

从第二循环开始,堆芯采用低泄漏(IN-OUT)装载方式。如要达到18个月平衡循环,每次装入72个4.95%的新燃料组件,同时卸出72个燃耗较深或富集度较低的燃料组件,固体可燃毒物采用含钐8%的燃料棒。另一个选项是23个月平衡循环,在平衡循环时换料组件为104个4.95%的新燃料组件。基于23个月的平衡循环方案,还可获得22个月和24个月的平衡循环方案。

2.1.1.1 设计准则和目标

(1) 设计准则。

——设计时考虑四种工况:正常运行及运行瞬态(工况I)、中等频率事件(工况II)、稀有事故(工况III)、极限事故(工况IV)。

——燃料及其燃耗:燃料要能够提供所需要的反应性,其燃耗限值要能满足能量生产的需要,平衡循环最大卸料组件燃耗不超过62 000MWd/tU。

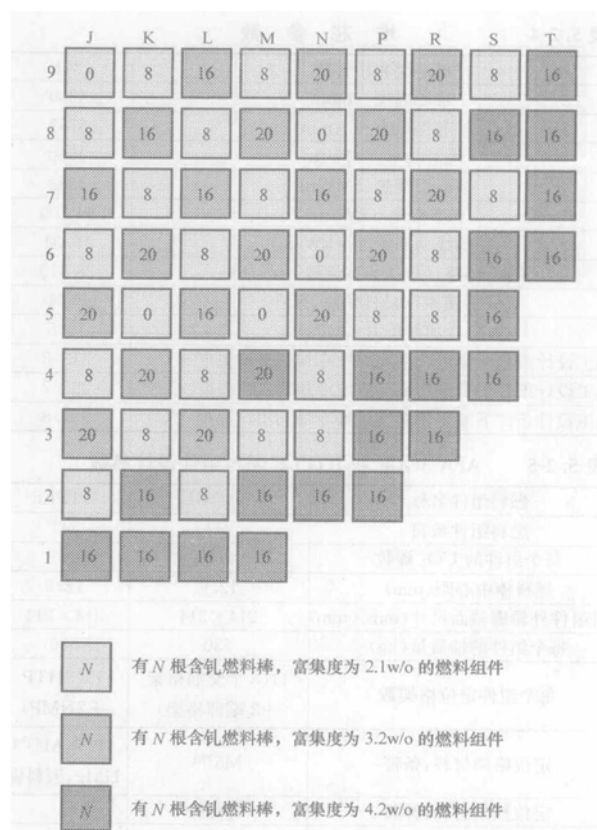


图 5.2-2 第一循环堆芯装载

——负反应性反馈:负燃料温度系数;功率运行时保证负的慢化剂温度系数。

——功率分布控制:在至少95%置信度下。

1) 正常工况(工况I)下最大线功率密度不超过470W/cm。

2) 功率峰因子小于限值:核焔升因子 $F_{\Delta H}^N \leq 1.61$,热点因子 $F_Q \leq 2.82$ 。

3) 非正常工况(包括最大超功率工况)时燃料峰值功率不会导致燃料熔化。

4) 工况I和工况II(包括最大超功率工况)下功率分布不违背偏离泡核沸腾(DNB)设计准则。

5) 核设计得到的燃料棒功率和燃耗深度应当满足燃料棒机械完整性分析的假设条件。

——最大可控反应性引入率:小于由事故分析得到的限值。

——卡棒准则和停堆裕量:最大价值控制棒卡在堆外时,仅用其余控制棒,可以在任何运行功率下实现热停堆,而且停堆反应性超过由事故分析得到的停堆裕量限值。

——稳定性:氦振荡稳定。

(2) 设计目标。

——燃料组件的富集度不大于4.95%。

——平衡循环长度12~24个月。

2.1.1.2 堆芯描述

反应堆由241个AFA 3GLE或HTPLE燃料组件组成,冷态时堆芯燃料活性段高度为4200mm,等效直径为3767mm,高径比为1.115。表5.2-4给出了反应堆的堆芯参数。

燃料组件采用AFA 3GLE和HTPLE,它们都是17×17方阵排列的燃料组件。此燃料组件的设计参数如表5.2-5所示。冷态时相邻燃料组件中心距为215.04mm。

表 5.2-4 堆 芯 参 数

堆芯燃料组件数	241
堆芯高度 (mm)	4200
堆芯当量直径 (mm)	3767
堆芯功率 (MW _{th})	4500
燃料中释热 (MW _{th})	4383
功率密度 (kW/m ³)	94 700
平均线功率密度 (kW/m)	16.34
流量/环路 (最佳估算流量, m ³ /h)	28 315
旁流率 (最佳估算, %)	3.64
冷却剂压力 (MPa)	15.5
热工设计条件下额定功率反应堆冷却剂平均温度 (°C)	313.8
热工设计条件下额定功率反应堆冷却剂入口温度 (°C)	295.7
热工设计条件下额定功率反应堆冷却剂出口温度 (°C)	331.8

表 5.2-5 AFA 3GLE 和 HTPLE 燃料组件设计参数

燃料组件名称	AFA 3GLE	HTPLE
燃料组件数目	241	241
每个组件的 UO ₂ 棒数	265	265
燃料棒中心距 (mm)	12.6	12.6
燃料组件外轮廓截面尺寸 (mm×mm)	214×214	214×214
每个组件的铀质量 (kg)	530	530
每个组件定位格架数	11(8 个交混格架 + 3 端部格架)	10(8HTP + 2HMP)
定位格架材料: 条带	M5 TM	HTP; M5 TM HMP; 因科镍
定位格架材料: 弹簧	因科镍	
燃料棒外径 (mm)	9.5	9.5
包壳管厚度 (mm)	0.57	0.57
包壳材料	M5 TM	M5 TM
UO ₂ 芯块理论密度的百分比 (%)	95	95
UO ₂ 芯块直径 (mm)	8.192	8.192

燃料棒由低富集度 UO₂ 芯块装在 M5TM 合金管内构成, 燃料棒内充以加压氦气。AFA 3GLE 和 HTPLE 燃料组件使用的燃料棒相同。堆芯的固体可燃毒物采用钆。钆与燃料混合成钆燃料棒。

棒束控制组件由 24 根吸收棒组成, 每根吸收棒的下半段是银-铟-镉吸收体, 上半段是碳化硼吸收体, 外面包不锈钢。全堆芯共有 89 束棒束控制组件。89 束棒束控制组件分为五个控制棒组和一个停堆棒组, 控制棒组用于控制由于功率和/或堆芯平均温度变化所引入的反应性变化和轴向功率偏差变化。

只有一种中子源组件的结构设计, 其顶部的星形架与阻流塞组件相同。EPR 反应堆有三个中子源组件, 放在没有堆内测量仪器的组件中。每个中子源组件有一根一次中子源 (Californium 252) 棒, 两根 (如果需要的话) 二次源 (Antimony-Beryllium) 棒, 其他的都是阻流塞棒。在第二循环末, 用三个阻流塞组件替换这三个中子源组件。这表明从第

三循环开始, EPR 反应堆启动不需要外中子源。

2.1.1.3 燃料组件与燃料

AFA 3GLE 和 HTPLE 两种燃料组件都是由导向管与上管座、下管座及定位格架组成骨架的, 燃料棒通过定位格架被夹持在骨架中形成燃料组件。两种燃料组件与传统的 17×17 排列燃料组件的最大区别是无中心仪表管, 每个组件中有 265 根燃料棒, 24 根 M5TM 合金做的 MONOBLOCTTM 导向管。堆内测量仪表从组件上部插入边部导向管中。两种燃料组件的活性段长度比标准 14 英尺燃料组件短 67.2mm。两种燃料组件的燃料棒结构相同。燃料棒直径为 9.5mm, 燃料棒长度为 4550mm。燃料棒中设置上气腔和下气腔。上气腔长度为 200mm, 下气腔长度为 120mm。包壳管壁厚为 0.57mm。相邻燃料棒中心距为 12.6mm。与 AFA3G 相比, HTPLE 和 AFA3GLE 的格架之间的跨距有所减少。

选择 Gd₂O₃ 作为一体可燃毒物。初始堆芯的 UO₂ + Gd₂O₃ 芯块中含 9% Gd₂O₃。选择比 Zr-4 合金性能好的 M5TM 锆合金作为包壳、导向管和格架条带材料。

(1) HTPLE 燃料组件。

HTPLE 燃料组件中有 10 个格架。中间 8 个是由 M5TM 合金条带做成的具有斜通道的格架, 它不仅对燃料棒起夹持作用, 其斜通道还对冷却剂起搅混作用。上端和下端格架是由因科镍条带做成的, 具有直通道, 称为 HMP 格架, 它对燃料棒有更好的夹持作用。HTPLE 的下管座支撑板含有均匀分布的由一系列曲板构成的弯曲流道, 具有防异物的功能。HTPLE 的上管座与导向管的连接为可快拆的结构, 拆装时不需要更换零件, 利于组件修理。

(2) AFA3GLE 燃料组件。

AFA3GLE 组件中有 11 个格架。这些格架称为双金属格架, 即格架的条带材料为 M5TM 合金, 格架中的弹簧材料为因科镍。8 个中部格架带有搅混叶。下端两个和上端一个称为端部格架, 无搅混叶。下端采用双格架是为了防止燃料棒发生因流致振动而引起的磨蚀破坏。AFA3GLE 的上、下管座都是可拆的, 便于修理。

AFA 3GLE 和 HTPLE 的主要区别是: 前者的格架用搅混翼搅混冷却剂, 后者用斜通道搅混冷却剂; 前者使用网格状滤网, 后者用弯曲板滤网。

(3) 燃料组件燃料。

EPR 反应堆第一循环堆芯燃料组件分三批装载, 对应的三种富集度分别为 2.1%、3.2%、4.2%。第一循环的循环长度为 20066MWd/tU [566 等效满功率天 (EFPD)]。从第二循环开始, 反应堆堆芯可选择从 18 个月到 24 个月的平衡循环。

表 5.2-6 给出了第一循环和各种平衡循环燃料管理方案的主要计算结果。

表 5.2-6 第一循环和各种平衡循环燃料管理方案的主要计算结果

	循环	$F_{\Delta H}$	慢化剂温度系数 (pcm/°C)	循环长度 (EFPDs)	循环长度 (MWd/tU)	最大卸料燃耗 (MWd/tU)	平均卸料燃耗 (MWd/tU)
初始堆芯	Cycle 1	1.53	-5.25	566	20 066	21 036	20 220
18 个月燃料管理	Cycle 2	1.61	-5.55	483	17 153	42 778	35 822
	Cycle 3	1.59	-4.13	483	17 133	55 512	47 080
	Cycle 4	1.57	-5.46	496	17 576	59 087	55 542
	平衡循环	1.58	-4.18	498	17 636	59 730 (67 401)①	59 035
23 个月燃料管理	平衡循环	1.47	-3.87	640	22 761	56 075 (63 773)①	52 747
弹性换料方案	22 个月平衡循环	1.61	-4.06	615	21 864	62 356 (66 152)①	52 691
	24 个月平衡循环	1.49	-4.45	671	23 859	55 946 (63 304)①	51 335

① 表示中心组件燃耗, 这个最大燃耗可通过对现场中心燃料组件的适当选取而减小。

2.1.1.4 堆芯设计特点

(1) 灵活机动的燃料管理。

EPR 除可以装载传统的铀燃料, 还可以装载 30%~50% 堆芯的 MOX 燃料, EPR 可使用从 12 个月和 24 个月换料周期。EPR 核电站能够在 大范围功率内进行功率调节和负荷跟随, 满足频率控制、计划和非计划负荷变化的要求。

(2) 使用重反射层。

为延长压力容器使用寿命, 降低它的快中子注量, 使用重反射层。重反射层含 96.5% 的铁和 3.5% 的水, 平均厚度为 19.4cm。有估算表明其带来的中子经济性相当于使初始堆芯和换料堆芯的 U235 初始富集度节省 0.15%w/o 和 0.06%w/o。

(3) 反应性控制。

EPR 核电站反应堆堆芯的反应性控制是由下述两种方式实现的: 可溶硼控制、吸收体棒 (包括钐可燃毒物和棒束控制组件) 控制。对于较缓慢的反应性变化, 反应性控制是通过可溶硼浓度的变化和钐可燃毒物实现的。而对于快速的反应性变化, 反应性控制是由堆内棒束控制组件和可溶硼一起控制的, 但主要是由棒束控制组件控制的。

反应堆中的棒束控制组件全部为黑棒, 被分为两类: 36 组控制棒组和 53 组停堆棒组。控制棒组分为 P1 至 P5, 实现平均温度控制和轴向功率偏差控制, 并与硼系统一起完成最大功率控制。平均温度控制通过抽插棒实现, 插棒顺序是从 P1 到 P5, 提棒的顺序是从 P5 到 P1; 没有参与平均温度控制的棒统称为 H 棒, 轴向功率偏差的控制通过微调 H 棒的位置来实现。停堆棒组用于提供足够的停堆裕量。当发生主蒸汽管道断裂事故或硼稀释事故时, 堆芯中将引入正的反应性。为了防止反应堆在停堆后重返临界, 需要反应堆具有足够的停堆裕量。

2.1.2 EPR 堆芯热工设计

在热工水力设计方面, EPR 以有实际应用经验的成熟技术为基础, 融合了法马通和 SEIMENS 的设计经验和成熟的先进技术。在设计理念和要求方面, EPR 向 EUR 的相关标准靠拢。

EPR 的堆芯保持了传统压水堆的堆芯构造, 遵守同样的设计准则, 在堆芯传热、燃料元件温度、湍流搅混和堆芯压降等方面的计算中, 选用相同的物理模型和数学模型。EPR 堆芯使用的 DNBR (偏离泡核沸腾比) 和 HLPD (高线功率密度) 保护也是成熟的有应用经验的设计。所有这些都保证了 EPR 的堆芯设计的可靠性和成熟性。表 5.2-7~表 5.2-9 给出了 EPR 堆芯热工水力设计的主要参数、堆芯旁流和压降的设计结果。

表 5.2-7 EPR 堆芯热工水力设计参数

设计参数	EPR
反应堆堆芯热功率(MWth)	4500
环路数	4
系统压力(名义值、MPa)	15.5
名义工况下最小 DNBR($F_{\Delta H}=1.61-\cos 1.45$)	2.6
临界热流密度公式	FC
堆芯流通面积(m^2)	5.9
堆芯冷却剂平均流速(m/s)	5
堆芯冷却剂平均质量流速[$g/(cm^2 \cdot s)$]	356
总的冷却剂质量流量(kg/s)	22 225
堆芯冷却剂质量流量(kg/s)	21 002.5
热工设计流量/环路(m^3/h)	27 180
最佳估计流量/环路(m^3/h)	28 315
机械设计流量/环路(m^3/h)	30 580

续表

设计参数	EPR
名义入口温度($^{\circ}C$)	295.7
压力容器内的平均温升($^{\circ}C$)	34.2
堆芯内的平均温升($^{\circ}C$)	36.0
堆芯内的平均温度($^{\circ}C$)	313.7
压力容器内的平均温度($^{\circ}C$)	312.8
堆芯传热表面积(m^2)	8005
平均热流密度(W/cm^2)	54.7
名义工况下最大热流密度(W/cm^2)	157.3
平均线功率密度(W/cm)	163.4
名义工况下峰值线功率密度(W/cm)	470
峰值线功率密度保护定值(W/cm)	590

表 5.2-8 EPR 堆芯水力设计旁通流量

项 目	最小值 (%)	最佳估计 值 (%)	最大值 (%)
上封头冷却流	0.30	0.41	0.5
到容器出口管嘴的泄漏流	0.00	0.25	1.0
控制棒束导向管冷却流	0.63	1.22	2.0
堆芯和重反射层之间的流量	0.50	1.57	2.0
总的旁通流量	1.43	3.64	5.5

表 5.2-9 堆芯压降系数及冷却剂流速

部 件	压降系数		速度(m/s)
进口管嘴	0.50		16.4
环行下降段	0.12		7.5
下部堆芯支撑加 流量分配装置	0.91		8.3
下堆芯板	4.08		5.3
燃料组件	AFA-3GLE	HTP-LE	
下管座	1.47	2.10	5.14
第一个定位格架	1.61	0.94	5.42
在堆芯活性段的定位格架	$8 \times 1.04 = 8.32$	$8 \times 1.24 = 9.92$	5.42
最后一个定位格架	0.85	0.94	5.76
沿程压降	5.19	5.06	5.42
上管座	1.20	1.00	5.76
上堆芯板	1.62		5.9
上部堆芯支撑	3.10		2.6
出口管嘴	0.12		18.4

2.1.2.1 设计基准

EPR 作为压水堆遵循下述反应堆堆芯热工水力设计基准。

(1) 偏离泡核沸腾 (DNB) 设计基准。

在正常运行和运行瞬态以及中等频率事故所引起的瞬态工况 (PCC1 和 PCC2 事件) 下, 堆芯中极限燃料棒至少在 95% 的置信水平上有 95% 的概率不发生偏离泡核沸腾。

EPR 堆芯设计通过直接 DNBR 保护来确保堆芯在相应的设计工况下满足 DNB 设计基准。其基本设计原理如下: 以设计假设的极限工况所对应参数为基础, 确定 DNBR 停堆保护 ($DNBR_{RT}$) 和运行限值 ($DNBR_{LCO}$), 在保护系统和监视系统中运用在线仪表的测量值进行简单的 DNBR 在线计算并将在线计算结果与 DNBR 停堆保护 ($DNBR_{RT}$) 和运行限值 ($DNBR_{LCO}$) 进行实时比较, 根据比较结果完成必要的保护 (如需要), 从而保证堆芯满足 DNB 设计基准。

在线计算由专用系统完成。系统利用有关参数的在线测量值和必要的数学方法进行堆芯内热工参数的三维重建并应用设计中所选定的临界热流密度 (CHF) 计算公式来完成

临界热流密度。

在建立在线 DNBR 计算整定值的过程中考虑了参数计算的不确定性和测量的精度等问题。最终确定的整定值要保证：当 DNBR 在线计算值等于 DNBR 阈值时，至少在 95% 的置信水平上有 95% 的概率不发生偏离泡核沸腾 (DNB)。

(2) 燃料温度设计基准。

在正常运行和运行瞬态以及中等频率事故所引起的瞬态工况 (PCC1 和 PCC2 事件) 下，具有峰值线功率的燃料棒温度在 95% 的置信水平上有 95% 的概率不会超过 UO_2 的熔化温度。

未辐照过的 UO_2 熔化温度为 2800℃，燃料每增加 10 000 MWd/MtU，它下降 6℃，而未辐照过的 MOX 熔化温度为 2737℃，燃料每增加 10 000 MWd/MtU，它下降 4℃。

防止 UO_2 熔化，就能维持燃料的几何形状，并消除熔化的 UO_2 对包壳可能产生的不利影响。

(3) 堆芯流量设计基准。

至少有 94.5% 的热工设计流量通过堆芯的燃料棒区域，为燃料棒提供有效的冷却。通过控制棒导向管和围板区域进入堆芯的冷却流不被认为是有效的冷却流。

EPR 最大设计旁通流量为通过压力容器总流量的 5.5%。其中控制棒束导向管冷却流 (2.0%) 与堆芯有关，其余各项与堆内构件有关，各项旁通流量的比例参见表 5.2-8。

(4) 水力学稳定性设计基准。

与 PCC1 和 PCC2 事件有关的运行模式不应导致水力学不稳定。在 PCC1 和 PCC2 工况下，ERP 冷却剂泵曲线斜率为负值 ($\partial P/\partial G_{\text{external}} < 0$)，而反应堆冷却剂系统的降压—流量曲线斜率为正值 ($\partial P/\partial G_{\text{internal}} > 0$)。由于满足静态水力学稳定性准则，因此，EPR 不会发生流动不稳定性。另外，EPR 堆芯是平行的开放式流道设计。实验结果表明，开放式流道对密度波不稳定性有很大的裕量。

综上所述，可以得出如下结论：EPR 在 PCC1 和 PCC2 的运行模式下，不会发生水力学的不稳定性。

2.1.2.2 临界热流密度 (CHF) 相关物理模型

(1) 计算程序及临界热流密度公式。

EPR 堆芯热工设计中，用 FLICA III-F 子通道堆芯热工程序分析来计算堆芯内的流动分配和热通道中的局部参数，进而将这些应用于法马通公司的临界热流密度 FC 公式中，最终得出临界热流密度计算的计算值。

FLICA III-F 是由法马通公司开发的三维堆芯子通道分析程序。在这个程序中，燃料棒束被看做子通道序列，其中每个子通道都由四个相邻的燃料棒围成相应的流动区域。子通道在轴向分成若干步长，由此将每个步长的子通道看作控制体。通过求解质量、能量和动量方程计算得出每个控制体内的流动参数。FLICA III-F 程序综合考虑了核设计和热工水力对堆芯和热通道的影响。通过全堆芯范围的组件分析得到堆芯中最热通道的平均流动参数和焓升。在计算热通道流动工况时同时考虑了燃料棒功率、燃料棒和芯块的制造及湍流搅混的变化。FLICA III-F 程序可用于所有的运行工况下，全堆芯范围内的冷却剂密度、质量流速、焓、空泡份额、静态压力和 DNBR 等参数的分布计算。

FC 公式是法马通公司针对其燃料组件研发的专用临界热流密度公式。开发 FC 公式的实验是在哥伦比亚大学实验回路和法国原子能研究中心 (CEN) 的 Omega 环路上完成的。实验台架由 25 个用电加热的元件棒构成 5×5 的棒束序列，并由格架支撑。实验元件棒外径为 9.5mm，各棒之间的中心距为 12.6mm。处于棒束中间的元件棒被加热到过热工况以

模拟燃料组件中的沸腾危机。在所有的实验元件棒上沿轴向不同高度安装了热电偶，用来探测沸腾危机的起始点。

在相同的局部流动工况下，非均匀轴向热流密度的棒束实验中测得的临界热流密度值要比均匀轴向热流密度的棒束实验中测得的值低，因此，需要对由临界热流密度公式计算的预测值进行修正。FC 公式通过 TONG 非均匀轴向热流密度因子完成对非均匀轴向热流密度工况计算结果的修正。

(2) 子通道间的搅混影响。

在燃料棒束中，由四个相邻的燃料棒围成的子通道通过边界上两个燃料棒之间的空隙与周边子通道相互开放。子通道间的冷却剂横流和搅混效应降低了热通道焓升的影响。

在能量平衡方程中，其中一项是用来模拟相邻通道间由于搅混而引起的能量交换的。该项与相邻通道间的焓差成正比。该项包含的因子中，其中一项为湍流搅混系数。通常，湍流搅混系数通过一系列针对某种要考虑的燃料组件的测试实验确定。

为了使搅混系数的选取尽可能地减少与燃料组件的相关性，并且保守，设计中使用了比通过实验确定的值更小的搅混系数：0.043。

(3) 制造参数的不确定性。

EPR 设计也通过工程热流密度热通道因子 (F_Q^E) 和工程热通道焓升因子 ($F_{\Delta H}^E$) 来定量计算燃料芯块偏心和椭圆燃料包壳对临界热流密度的影响。

工程热流密度热通道因子 (F_Q^E) 是用统计的方法考虑燃料芯块直径、密度和富集度等参数的制造偏差因素后确定的，该参数用于评价计算最大局部功率峰值，即热点。法马通公司燃料设计经验表明：对 UO_2 和 MOX 燃料，工程热流密度热通道因子都满足标准分布，且其平均值为 1，标准偏差为 $2.4\%F_Q$ 。对于换料堆芯使用的每一种燃料，都要检查相应参数，以确保其小于上述值。

工程热通道焓升因子 $F_{\Delta H}^E$ 是通过统计的方法考虑燃料密度、富集度和燃料棒几何参数的制造偏差对焓升的影响因素后确定的。法马通燃料设计经验表明：对 UO_2 和 MOX 燃料，工程热通道焓升因子都满足标准分布，且其平均值为 1，标准偏差为 $1.9\%F_{\Delta H}$ 。对于换料堆芯使用的每一种燃料，都要检查相应参数，以确保其小于上述值。

(4) 堆内燃料棒弯曲对临界热流密度的影响。

已完成的实验表明：在低压工况下，不存在棒弯曲的影响；但在低流量工况下，棒弯曲将会产生更大的影响。最终的棒弯曲惩罚模型给出了 DNBR 惩罚对燃料组件燃料的函数。燃料组件燃料低于 16 000 MWd/tU 时，不考虑棒弯曲惩罚。当燃料高于该值时，棒弯曲惩罚随燃料增加线性增大，但不会超过某一限值。以往设计和分析显示：当燃料高于 35 000 MWd/tU 时，燃料棒不再产生最大核焓升因子 $F_{\Delta H}$ 。在 EPR 燃料管理设计中，通过分析核焓升因子 $F_{\Delta H}$ 随燃料降低的规律，得出评价棒弯曲惩罚的燃料限值为 40 000 MWd/tU。该值与以下的棒弯曲惩罚对应：

全流量事故分析中，DNBR 分析棒弯曲惩罚 RBP (Rod Bow Penalty) = 5.6%。

部分流量事故分析中，DNBR 分析棒弯曲惩罚 RBP = 6.8%。这是由于在失流事故工况下，惩罚更大。

2.1.2.3 EPR 堆芯控制保护功能

本节仅对 EPR 的堆芯保护功能进行描述，与此相关的测量系统在仪控部分介绍。

(1) 低 DNBR 功能。

EPR 仪控系统设计有两种低 DNBR 功能，它们分别是：

- 1) 低 DNBR 保护功能, 该功能触发反应堆停堆 (RT)。
- 2) 低 DNBR 监测功能, 该功能限制运行工况 (LCO)。

在堆芯三维参数计算重建的基础上, 设置低 DNBR 停堆通道和低 DNBR 监测通道, 并通过仪控保护和检测系统进行在线 DNBR 计算, 以此确保堆芯运行满足 DNBR 准则。

在事故瞬态发生时, 对任何会引起 DNBR 不可控降低的假想初因事件, 低 DNBR 保护功能将触发停堆。低 DNBR 监测功能是确保正常运行工况下有足够的 DNBR 裕量, 以应对那些会导致 DNBR 极大降低的假想初因事件。在 PCC1 工况下, DNBR 值必须高于 $DNBR_{LCO}$ 整定值, 这样才能确保那些低 DNBR 保护功能无效的假想初因事件 (PIE) 发生时, 不会发生 DNB。

在线计算 DNBR 超越 $DNBR_{LCO}$ 整定值将触发以下动作:

1) 达到第一个整定值时, 系统发出报警, 控制棒提升和功率提升闭锁。

2) 达到第二个整定值时, 控制棒反插降低堆芯功率并在必要时降低汽轮机负荷。

仪控系统低 DNBR 保护功能和低 DNBR 监测功能都是建立在相同的原理基础上的。最小 DNBR 计算使用如下参数:

1) 热通道功率分布, 热通道功率分布通过堆内中子测量仪表 (SPND) 直接得到。堆内中子测量仪表以功率密度单位标定, 其既可以提供局部功率信号, 也可以用多项式处理后提供沿热通道的积分功率。

2) 冷却剂入口温度, 通过装在冷段上的温度探测器获得。

3) 压力, 由一回路压力探测器得到。

4) 冷却剂流量, 通过反应堆冷却剂泵转速探测器得到。

临界热流密度是利用 FC 临界热流密度公式和当地热工水力参数 (如压力、含汽率和流量等) 计算得到的。这些参数是用单通道模型模拟热通道工况计算得到的, 计算中没有考虑与相邻通道的搅混效应。因此, 进行热工设计时要考虑到子通道间的质量和能量交换。

(2) 高线功率密度 (HLPD) 功能。

EPR 仪控系统设计有两种高线功率密度 (HLPD) 功能, 它们分别是:

1) 高线功率密度保护功能。

2) 高线功率密度监测功能。

堆芯设计通过保证热点线功率密度低于某一准则限值, 来确保燃料芯块中心熔化安全准则得以满足。堆芯保护系统在堆芯三维参数计算重建的基础上, 设置高线功率密度 (HLPD) 停堆通道和高线功率密度 (HLPD) 监测通道, 并通过仪控保护和检测系统进行在线线功率密度 (LPD) 计算, 以此确保堆芯运行满足有关燃料中心熔化的安全准则。

在事故瞬态发生时, 对任何会引起线功率密度不可控升高的假想初因事件, 高线功率密度 (HLPD) 保护功能将触发停堆。

高线功率密度 (HLPD) 监测功能是在发生 LOCA、反应堆冷却剂泵泵轴断裂和弹棒等假想初因事件 (PIE) 时, 保证堆芯满足相应安全准则, 确保堆芯完整。反应堆运行超越 $HLPD_{LCO}$ 整定值将触发以下动作:

1) 达到第一个整定值时, 系统发出报警, 根据即时轴向功率分布闭锁控制棒系统, 禁止功率提升。

2) 达到第二个整定值时, 控制棒反插降低堆芯功率并在必要时降低汽轮机负荷。

堆芯功率分布畸变可能会使线功率密度达到 $HLPD_{LCO}$

整定值, 该整定值主要取决于堆芯轴向功率分布, 这意味着其也是轴向功率分布的函数。

堆芯最大线功率密度的计算基于堆内中子探测仪表 SPND 的在线测量。

2.2 反应堆冷却剂系统和与之相连的系统

2.2.1 反应堆冷却剂系统功能和安全功能

2.2.1.1 反应堆冷却剂系统 (RCS) 的运行功能

(1) 放射性物质包容: RCS 在燃料包壳损坏的情况下将作为防止放射性物质向外释放的屏障。

(2) 堆芯冷却: RCS 的主要功能是将热量从堆芯转移到二次侧系统, 产生推动汽轮机转动的蒸汽。

(3) 中子慢化剂: RCS 中的冷却剂作为中子慢化剂。

(4) 反应性控制: 反应堆冷却剂为含硼水, 其中硼用于反应性控制, 用以补偿氙瞬变、燃耗以及确保停堆期间的次临界。

(5) 反应堆冷却剂系统压力控制: RCS 系统压力控制由稳压器实现, 稳压器通过波动管线连接在 RCS 的一个热段上。

2.2.1.2 反应堆冷却剂系统 (RCS) 的安全功能

——提供“上充下泄”(“feed-bleed”)运行模式, 以实现余热的排出。

——提供严重事故情况下的降压能力, 防止压力容器高压熔穿。

——在主泵轴封注入和热屏丧失的情况下确保轴封处的压力边界完整性。

(1) RCS 压力控制的目的:

1) 避免稳压器安全阀起跳, 维持过压保护功能。

2) 保持 RCS 压力大于饱和压力, 以利于堆芯冷却和反应性控制。

3) RCS 压力控制由稳压器实现。

4) 通过稳压器内置加热器对液相的加热增加 RCS 压力。

5) 通过稳压器汽相内的喷淋降低 RCS 压力。

RCS 压力测量值对设定值的微小偏离由常通式比例输出加热器和喷淋控制阀进行控制。通断式固定输出加热器和开关式喷淋阀用于参数偏离较大的情况。过高或过低的 RCS 压力将引发报警或自动限制动作 (用于防止安全保护系统的触发), 如稳压器加热器的投入/关闭、喷淋/辅助喷淋的开启/隔离、CVCS 上充流量的隔离或 CVCS 上充泵的停运 (高压) 等。RCS 压力测量值还被用于安全保护系统的触发。

(2) 稳压器水位控制。

稳压器水位控制的目的是实现对 RCS 水容量的控制。控制的原理是将稳压器水位测量值和基准值进行比较, 之后对 CVCS 高压下泄流控制阀发出动作指令。稳压器基准水位是 RCS 温度的函数, 稳压器水位的不断调整使得在 0~100% 的额定功率期间内一回路冷却剂的装量保持不变。过高或过低的稳压器水位将引发报警或自动限制动作 (用于防止安全保护系统的触发), 如 CVCS 高压下泄控制阀的开启/关闭、第二 CVCS 上充泵的启动 (低水位)、CVCS 上充流的隔离 (高水位)、稳压器喷淋和/或辅助喷淋的隔离 (高水位)、稳压器电加热器的关闭 (低水位)。稳压器水位测量值还被用于触发反应堆安全保护系统。

(3) 一回路水位控制。

一回路水位控制的目的是对半管运行阶段的 RCS 水容

量进行控制。控制的原理是将水位测量值和基准值进行比较,之后给 CVCS 低压下泄控制阀发出动作指令。一回路水位基准值是根据余热排出系统/低压安注系统 (RHR/LH-SI) 运行对水容量的要求和维修要求确定的。过高或过低的,一回路水位将引发报警或自动限制动作 (用于防止安全保护系统的触发),如 CVCS 低压下泄流的关闭 (低水位) 等。一回路水位测量值还被用于当上述自动限制功能失效时触发安全保护系统。

(4) 蒸汽发生器水位控制。

蒸汽发生器水位控制的目的是控制 RCS 的温度安全功能。控制原理是将测量值与设定值进行比较,之后对给水控制阀发出动作指令。蒸汽发生器水位设定值是个常数,与蒸汽发生器所导出的热功率无关。蒸汽发生器水位测量值还被用于触发安全保护系统。

(5) 主泵静止密封的投入。

在主泵正常密封失效的情况下,静止密封可避免冷却剂沿轴向的过量丧失。当主泵停运且轴封冷却失效 (CVCS 的注入和设备冷却水系统的冷却皆失效) 时,静止密封将自动关闭。关闭动作由空气 (或氮气) 供应系统完成。在静止密封关闭的同时,由于 JI 泵三道轴封的引漏管线上电动隔离阀的关闭,主泵所有的引漏管线将自动隔离。

2.2.2 系统设计的一般假设

(1) 反应堆传热—堆芯冷却功能。

EPR 由四个环路组成。在正常情况下,强迫循环由四个反应堆冷却剂泵提供,在泵不可用时,热量排出通过自然循环进行。停堆期间,蒸汽发生器停运,堆芯冷却功能由安注系统/余热排出系统 (SIS/RHR) 执行。发生 LOCA 时,或者事故工况长期余热导出期间,堆芯冷却功能由 SIS/RHR 系统执行。在二回路所有的热导出手段都丧失时,堆芯冷却由安注系统和稳压器排放系统共同实现 (feed-bleed 模式)。电源丧失时,为了确保燃料包壳的完整性,主泵必须具有足够的转动惯量。

正常运行期间,反应堆冷却剂容积控制功能由化容系统 (CVCS) 执行;在大破口事故 (LOCA) 或小破口 (SB LO-CA) 情况下,该功能由 SIS 系统实现。

(2) 中子慢化功能,此功能由 RCS 内反应堆冷却剂实现。

(3) 反应性控制,反应性控制由棒控系统、化学和容积控制系统、安注系统、额外硼系统 (提供一个额外的硼注射手段,用以实现安全停堆) 实现。

(4) 放射性包容,整个冷却剂系统是一个防止放射性产物释放的边界。

(5) 反应堆冷却剂压力控制,反应堆冷却剂压力控制由稳压器实现。压力控制通过下述途径实现:

1) 电加热器产生蒸汽,增加压力。

2) 喷淋管在稳压器汽相空间进行冷却水喷淋,降低压力。

稳压器上部安装了蒸汽排放系统,用以实现超压保护和降压。

2.2.3 主要工况描述

2.2.3.1 反应堆冷却剂系统的正常运行

RCS 正常运行对应于电站功率运行。功率运行范围是 0~100% 额定功率。热段温度、冷段温度和平均温度取决于负荷情况。无论负荷状况如何,稳压器压力保持不变,大小为 15.5MPa. abs。稳压器液位取决于负荷情况。蒸汽发生器二次侧压力取决于负荷情况。上述参数值都对应于四台主泵同时运行时的反应堆冷却剂流量最佳估算值。当一台主泵失

效时,依靠另三台主泵降功率运行是可行的。

2.2.3.2 反应堆冷却剂系统的标准停堆状态

(1) 热停堆。

热停堆是反应堆次临界时的标准状态:

1) 四台主泵处于运行状态 (其中的一台或几台可以停运)。

2) 稳压器压力为 15.5MPa. abs。

3) 主回路平均温度为 303.3℃。

4) 处于饱和状态的稳压器控制着 RCS 压力,稳压器液位被调整到零负荷液位。

(2) 中间停堆。

中间停堆是电站启动和停堆过程中到达的中间状态,同反应堆冷却剂系统的升温 and 降温相对应:

1) 一回路平均温度介于 65~303.3℃ 之间 (压力/温度值处于设计限值内)。

2) 当温度低于 120℃ 时, RCS 温度由余热排出系统控制。

3) 至少一台主泵处于运行状态。

4) 稳压器压力介于 1.5~15.5MPa. abs 之间 (1.5MPa. abs 为主泵运行所需的最低压力)。

5) 余热排出系统投入运行后,最大压力被限定到 3.0MPa。

6) 处于饱和状态的稳压器控制着 RCS 压力。

(3) 正常冷停堆。

正常冷停堆是冷态工况下系统的标准状态:

1) RCS 处于封闭状态。

2) 四台主泵都处于停运状态。

3) 稳压器压力介于 1~3.0MPa. abs 之间。

4) 一回路平均温度介于 15~65℃ 之间 (压力/温度值处于设计限值内)。

5) 处于两相状态的稳压器控制着 RCS 压力,稳压器的气相为氮气或空气或水蒸气。

(4) 维修冷停堆。

维修冷停堆是指允许对反应堆冷却剂系统或设备进行维修的停堆状态:

1) RCS 压力等于大气压力。

2) 所有主泵停运。

3) 一回路冷却剂温度介于 15~50℃ 之间。

4) 反应堆冷却剂液位不低于在半管运行下余热排出系统正常运行所必需的最低值。

(5) 换料冷停堆。

换料冷停堆是指允许反应堆更换燃料操作的停堆状态:

1) RCS 压力等于大气压力,反应堆压力容器处于开放状态 (所有主泵停运)。

2) 一回路平均温度介于 15~50℃ 之间。

3) 堆腔充满换料水箱内的硼水 (或堆腔正处于充水或排水过程中)。

2.2.4 反应堆冷却剂压力边界的完整性

EPR 设计将包容反应堆冷却剂且无法同反应堆压力容器相隔离的设备被规定为 ETC-M 1 级,其失效将导致 LOCA 事件。

2.2.4.1 主回路水化学

主回路水化学对主要参数的要求列于表 5.2-10 中。EPR 的换料基准周期是 18 个月,但其必须能满足 12 个月和 24 个月的换料周期要求。24 个月的换料周期和 50% 的 MOX 燃料组件能力要求寿期初必须具有较高的硼酸浓度;

同时由于锂的最大浓度为 2.2mg/kg, 因此 300℃ 时的冷却剂 pH 值 (pH300) 在寿期初将低于期望值。寿期初 pH 值较低, 同时 pH 值的低值会持续较长时间, 这会增加溶解的和沉积的腐蚀产物的数量, 这对于主回路的污染控制是相当不利的。按照 EPR 整体剂量目标的要求, 这是无法接受的。解决办法是将寿期初的 pH300 值设定在 6.9 这个水平上, 为此, 必须选择高富集度¹⁰B 的硼酸, 并确保硼酸浓度不超过 1400mg/kg。

表 5.2-10 主回路水化学所要求的主要参数

pH 值 (300℃)	6.9~7.4
溶解氧	<5μg/kg
氯离子	<100μg/kg
氟离子	待定
溶解氢 (<i>t</i> >120℃)	1.8~4.5mg/kg
氢氧化锂	0.4~2.2mg/kg (⁷ Li)
二氧化硅	待定
钙	待定
镁	待定
铝	待定

2.2.4.2 主回路断裂防止措施

(1) 原则和制约。

断裂防止是指通过设备和周围结构的设计, 使主管道的灾难性失效不可能发生。这一概念是通过下述要求的满足得以实现的:

- 1) 设计和建造过程中采取预防性措施。
- 2) 先漏后破概念。
- 3) 冗余的监督措施。
- (2) 功能完整性和结构完整性要求。

1) 预防性措施。

选择与运行条件相容的材料。针对主管道材料而言, 冷却剂的流动和化学条件不会造成侵蚀和侵蚀—腐蚀的老化机理, 也不会导致晶间应力腐蚀裂纹的出现。在整个运行温度范围内, 所采用的材料不会发生脆断性失效。疲劳分析表明, 如果主管道没有初始内部缺陷, 寿期内出现疲劳裂纹的几率非常低 (损伤系数小于 1)。

2) 先漏后破行为。

为了确保先漏后破 (LBB) 的实现, 必须在管道破裂前检测到管道的泄漏。为此, 必须证实主管道上所有敏感区域内的下述两值之间有足够的裕度: ①可探测到的贯穿裂纹最小尺寸; ②可导致管道失稳的贯穿裂纹尺寸。

LBB 不适用于主管道上某一部分的单个横界面。它适用于两个支撑点之间的流体系统。因而必须检查系统中的所有敏感区域。

3) 监督措施。①根据法国和德国的反应堆运行实践, 必须实施一瞬态记录保持体系: 对所有的正常、扰动和紧急瞬态, 监测它们的温度和压力; 将相关瞬态转化为相当的设计瞬态; 监督措施将确保寿期内任何设计瞬态的发生次数都不超过规定值, 对于任何相对设计瞬态的偏离, 都应对其危害进行评价。②在核电站运行和停堆期间, 监测主回路的水化学指标 (硼、氢、pH 值等)。③泄漏检测手段是多样的和独立的 (地坑水位、放射性、湿度等)。这些检测手段可确保贯穿裂纹在导致管道失稳前被探测到, 且留有足够的时间裕度。④对于降低管道失效的发生概率而言, 在役检查提供了冗余的预防措施。

2.2.4.3 过压保护

RCS 的过压保护系统由三条过压保护管线组成, 每条过压保护管线串联安装了两个先导式安全阀。在根据设计瞬态确定所需的过压保护系统能力时, 考虑了最苛刻的假设条件。

(1) 第三类工况的要求。

属于第三类工况的设计瞬态为满功率下所有主蒸汽隔离阀的意外关闭。在此瞬态下, 如果三个稳压器安全阀可用, RCS 压力必须被限定在不超过 RCS 设计压力的 110%。如果只有两个稳压器安全阀可用, RCS 压力必须被限定在不超过 RCS 设计压力的 120%。

(2) 第四类工况要求。

同主回路过压保护相关的第四类工况中的极端瞬态是满功率下二次侧蒸汽流量过度增加, 同时没有实现反应堆紧急停堆。在此瞬态下, RCS 压力必须被限定在不超过设计压力的 130% (符合 ETC-M B 3000 的 C 级应力限制准则, 设备的完整性不会受到损害)。

(3) 低温运行期间的 RCS 过压保护。

低温过压保护的目的在于:

- 1) 避免反应堆压力容器压力—温度许可限值被超过。
- 2) 防止余热排出系统连入 RCS 后的运行压力超过设计压力的 110%。

3) 低温期间的过压保护功能由稳压器安全阀实施, 触发的信号为特定的 RCS 压力限值。稳压器安全阀的开启设定值将根据 RCS 温度和余热排出系统状态 (连入与否) 自动调整。

(4) 其他的安全相关要求。

在蒸汽发生器不可用的情况下, 为了移出堆芯余热, 需要启用 “feed-bleed” 模式: 安注系统保持持续的注入, 同时稳压器安全阀处于开启排放状态。在这种情况下, 安全阀的排放能力必须保证由其带出的热量至少等于堆芯余热。

2.3 专设安全设施

2.3.1 概述

EPR 的专设安全设施包括: 安全壳、环廊通风系统、安全壳隔离系统、可燃气体控制系统、安全壳底板保护、安全壳热导出系统 (安全壳喷淋系统)、应急堆芯冷却系统 (安注系统/余热导出系统)、可居留性系统。本节内容对应急堆芯冷却系统和可居留性系统进行描述, 其他系统的介绍在安全壳部分给出。

EPR 设计的基本安全目标是进一步提高纵深防御安全设计的预防水平和降低严重事故发生概率, 并在充分吸取在役核电站经验的基础上, 注重对严重事故的预防和缓解措施的设计, 将在实际上消除放射性大剂量释放的风险, 把现场外的应急措施限制在电站十分有限的范围内。总结 EPR 专设安全系统设计, 主要有以下一些特点:

(1) 系统简化。

EPR 核电站的反应堆冷却剂系统由四个环路组成, 重要的专设安全系统由四个系列组成, 每个系列对应一个环路, 系列间不需要母管相连, 系列间没有交叉连接。专设安全系统的支持系统也由四个系列组成, 包括设备冷却水系统、重要厂用水系统、应急电源系统等, 分别对应一个安全系列。

此外, 将余热导出系统与低压安注系统共用, 增加了低压安注和余热导出系统的冗余度, 但总体上没有增加泵的数量。

(2) 系统实体隔离。

EPR 重要的专设安全系统和支持系统都是由四个系列组成的, 分别布置在四个分区, 完全实现实体隔离, 一个分区内的安全系统和支持系统故障不会影响其他分区系统的功能。特别是第 1 和第 4 分区分别布置在安全壳两侧, 实现地理位置的分隔, 即使发生飞机撞击的外部灾害, 也只能使其中的一个分区的安全系统失效。

(3) 冗余和多样化。

EPR 重要的专设安全系统和支持系统都是由四个系列组成的, 每个系列具有 100% 的容量, 实现了 $n+3$ 设计, 能够满足预防性维修的需要, 其基本的考虑是: 在 LOCA 工况下, 一个系列与破口环路连接, 一个系列发生单一故障而失效, 一个系列在预防性维修, 还有一个系列足够对付 LOCA 事故。这样的设计不但提高了系统的可靠性, 还改进了系统的维修性, 缩短大修的时间, 提高电站的可用率。

(4) 设计考虑严重事故。

EPR 安全壳设计采用双层安全壳, 并且提高了内层安全壳的设计压力, 设置了专门对付严重事故的安全壳喷淋系统, 保证安全壳短期和长期功能。

设置完善的安全壳底板保护, 将堆芯熔融物保持在展开区内, 采用非能动的方式, 对熔融物进行冷却, 保证安全壳的完整性。

设置环廊通风系统, 双层安全壳之间保持负压, 收集内外层安全壳的泄漏, 经过过滤处置后排放, 保证没有向安全壳外的直流泄漏。

(5) 全面系统地考虑停堆工况。

在停堆工况下, RCS 水位意外降低时, 中压安注泵会自动启动, 从 IRWST 吸水, 为 RCS 提供补水。

当安注系统/余热导出系统作为余热导出功能运行期间失去外电网供电, 每个安注系统/余热导出系统系列分别由相应的柴油机母线供电, 切换是自动完成的。

在停堆 D 工况 (Midloop 运行, RCS 是打开的) 时, 一旦失去所有设备冷却水, 可以使用第 1 和第 4 列的 LHSI 泵提供补给水。因为第 1 和第 4 两个系列的 LHSI 泵装有双冷却环管, 冷却环管由空气冷却的冷冻水系统提供冷却。

(6) 防内、外部灾害设计。

EPR 反应堆厂房 (安全壳)、燃料厂房、安全厂房的第 2 和第 3 分区 (包括主控室) 可承受军用飞机撞击, 尽管第 1 和第 4 分区没有防飞机撞击的设计, 但在地理位置上分开布置, 分别布置在安全壳两侧, 飞机撞击只能破坏一个分区。

每个分区实体隔离, 可以防止内部灾害的影响, 考虑的内部灾害主要有: 管道泄漏或破裂; 罐体、泵或阀门破裂; 内部水淹; 内部飞射物; 重物跌落; 内部爆炸和内部火灾。因此, 可以说 EPR 安全系统是全面防内、外部灾害设计的。

2.3.2 应急堆芯冷却系统

2.3.2.1 安注系统/余热导出系统

(1) 系统功能。

EPR 的应急堆芯冷却系统主要指安注系统。EPR 的安注系统和余热导出系统共用一个系统。余热导出系统在传统的压水堆设计中属于辅助系统, 不属于专设安全系统, 仅在正常停堆和换料时, 提供冷却导出堆芯余热。而 EPR 的应急堆芯冷却系统, 即安注系统/余热导出系统 (SIS/RHRS), 不但执行安全功能, 还要执行正常运行的功能。

1) 安全功能: ①在发生大破口事故 (LOCA) 时, 向堆芯快速注水, 提供堆芯冷却; 在发生大、中、小 LOCA 时, 提供长期与短期注水, 并尽早终止向安全壳大气释放蒸汽。②其他的 PCC 事故时, 如蒸汽发生器传热管破口 (SGTR), 注入冷却水。③在发生 LOCA 时, 提供安全壳内换料水箱 (IRWST) 冷却 (如果需要) 和硼浓度均匀化搅混。④长期余热导出。⑤余热导出功能失效时, 实现 Feed-and-Bleed 功能, 利用中压安注泵 (MHSI) 向 RCS 充水 (feed) 和稳压器排放 (Bleed)。⑥在发生严重事故 (RRC-A 工况) 时, 由 SIS/RHRS 冷却 IRWST。⑦在电站正常运行和主蒸汽管线或主给水管线破裂时, 为 IRWST 内换料水提供均匀化搅混。⑧在停堆期间, 由 MHSI 提供冷却剂补给, 防止意外泄漏引起 RCS 液位下降。⑨在停堆期间失去全部冷却水系列 (TLOCC) 时, 由 LHSI/RHR 泵 (系列 1 和 4) 提供补给, 防止反应堆冷却剂系统 (RCS) 液位下降。

2) 运行功能。

在电站正常运行和正常停堆工况下, SIS/RHRS 执行下列功能: ①正常冷却: 正常停堆时, 先通过蒸汽发生器冷却 RCS, 继之通过 SIS/RHRS 冷却, 从 120℃ 到 100℃ 由 LHSI/RHR 第 1 和第 4 系列运行, 100℃ 以下 LHSI/RHR 第 2 和第 3 系列也运行。②停役期间冷却剂温度控制: 停役期间, 由 SIS/RHRS 控制 RCS 的温度, 使之在允许换料操作的温度范围内。不管是 RCS 充满水, 或是反应堆冷却剂环路 (RCL) 水位已下降。③电站停堆和启动时搅混 RCS 冷却剂: 反应堆冷却剂泵停止运行后, SIS/RHRS 负责 RCS 冷却剂的搅混。④向化学和容积控制系统 (CVCS) 的下泄: 当压力低于 CVCS 高压减压站运行压力时, 可以通过 SIS/RHRS (3 和 4 系列) 下泄, 实现快速净化。⑤填充换料堆腔: 在进行换料准备时, 利用 SIS/RHRS 由 IRWST 向换料堆腔输水。⑥在中平面 (Midloop) 运行时导出余热: 在 Midloop 运行期间, 4 列 SIS/RHRS 的其中 3 列运行, 使得 RCS 温度不超过 55℃。⑦冷却 IRWST: 在电站正常运行期间, 提供 IRWST 冷却 (如果需要) 和硼浓度均匀化搅混。⑧填充安注箱: 使用 MHSI 从 IRWST 为四个安注箱充水。

(2) 设计基准和设计假设。

安注系统作为重要的专设安全设施, 需要满足的基本设计准则主要有: 设备必须高度可靠, 系统要有多重性, 系统必须各自独立, 系统应能定期检查, 系统必须备有可靠电源, 系统必须具有充足的水源及其他动力源。EPR 在设计上除了满足上述基本的准则外, 还要满足欧洲用户要求文件 (EUR) 提出的要求。EUR 提出的专设安全系统的设计目标是: 简化、透明和宽容设计。通过优化利用固有安全特性, 适当使用非能动安全设施, 专设安全设施自动动作, 减少操作人员干预, 延长可不干预时间, 简化设备和减少维修错误等手段, 提高电站的安全性。

EPR 的 SIS/RHRS 具体设计基准主要有以下几点:

1) 冗余度。

在满足大、中、小 LOCA 事故缓解的要求下, 在正常运行时能够对 LHSI 系统 (除了安注箱) 和 MHSI 系统进行预防性维修。

2) 对于不同破口尺寸重要的设计要求: ①小破口 (SB LOCA) 尺寸 $\Phi \leq 25\text{mm}/5\text{cm}^2$ (PCC3)。SIS/RHRS 与自动二次侧部分冷却共同作用, SIS/RHRS 向 RCS 注入含硼水, 限制反应堆冷却剂管线的排放 (考虑单一故障 $n+1$)。②小破口 (SB LOCA) 破口尺寸 $\Phi \leq 50\text{mm}/20\text{cm}^2$ (PCC3)。SIS/RHRS 与自动二次侧部分冷却共同作用, SIS/RHRS 向

RCS注入含硼水,可以防止堆芯裸露(考虑最不利的单一故障和最不利的设备预防性维修 $n+2$)。截面积 20cm^2 ($\phi=50\text{mm}$)大小的破口是PCC3和PCC4的分界。③中破口(IB LOCA)和大破口(LB LOCA),破口尺寸从 $\phi>50\text{mm}/20\text{cm}^2$ 直到与RCS连接的最大管道发生断裂。SIS/RHRS与自动二次侧部分冷却共同作用, SIS/RHRS向RCS注入含硼水,限制堆芯裸露时间,使包壳峰值温度(热棒)不大于 900°C (考虑最不利的单一故障和最不利的设备预防性维修, $n+2$)。④双端断裂(2A-LOCA)(2A-LOCA既不是PCC也不是RRC-A事件)。对于2A-LOCA, SIS/RHRS中压安注(MHSI)、低压安注(LHSI)和安注箱共同作用,从现实评估方法的角度看,能够实现堆芯元件的骤冷,为了终止向安全壳排放蒸汽,在1.5h内必须向RCS注入冷水。

3) 蒸汽发生器破管(SGTR)时的安注。

在发生SGTR时, MHSI的作用与小破口(SB LOCA)时的作用相同,从IRWST吸水向RCS注入含硼水,确保足够的水装量。

MHSI泵的关闭压头是由现实SGTR缓解需要确定的,在发生SGTR(PCC3)时, MHSI泵不会对不能隔离的第1级和第2级主蒸汽安全阀(MSSV)构成威胁(主蒸汽释放阀已被隔离或者其开启整定值已被提高),目的是尽量减少安全壳旁通的风险。因此, MHSI泵最大输水压头低于MSSV最低压力设定点,并考虑了不确定性。

4) 共模故障的考虑。

在失去所有蒸汽发生器给水(RRC-A)时, SIS从IRWST吸水向RCS注入含硼水,并通过手动打开稳压器的排放装置,实现Feed-and-Bleed,导出RCS余热。在SB LOCA时失去全部MHSI功能(相当于RRC-A),可以手动启动二次侧快速冷却,四台安注箱和四个LHSI系列可以向RCS注入含硼水,限制堆芯裸露。

5) 停堆工况下失去全部冷却系列(TLOCC)。

在工况D下,发生失去全部冷却系列(TLOCC)时,可以使用第1和第4系列LHSI为RCS提供补给。因为第1和第4两个系列的LHSI泵装备了双冷却盘管,它们由空冷的冷冻水系统提供冷却。这样在失去全部冷却系列(TLOCC)时,可以为泵的电动机、油和密封介质提供冷却。

6) 主要数据。

温度:

——SIS/RHRS运行时,水温小于 120°C 。

——RHR运行模式,由设备冷却水系统(CCWS)为LHSI泵和热交换器提供冷却,冷却水温取决于CCWS系统设计。

流量:

——SIS/RHRS一个系列运行,流量是 $54\text{m}^3/\text{h}$ (最小流量管线关闭)。

——RHR运行时,由CCWS为LHSI/RHR泵和热交换器提供冷却。

压力:

——RCS压力 $p \leq 3\text{MPa}$ 。

——在作为RHR运行时, SIS/RHRS排出侧压力是全流量压力+RCS压力。

MHSI和LHSI同时启动,从IRWST吸水, MHSI、LHSI和安注箱都注入到RCS冷管段;假如在冷管段发生中、大破口(IB、LB LOCA),为了防止堆芯硼结晶,停止向安全壳蒸汽排放,需要在1.5h内提供向热管段的安注(手动)。

7) 正常运行功能。

① 作为RHR,提供冷却功能,需要满足以下条件:正常冷却模式: RCS温度不大于 120°C ; RCS压力不大于 3MPa 。

事故后冷却模式: RCS温度不大于 180°C ; RCS压力不大于 3MPa 。

② 正常冷却的时间。

RCS的正常冷却从 296°C 到 55°C ,共需要16h。在前10h借助蒸汽发生器二次侧冷却到 120°C ,接着按照RHR模式运行6h,将RCS从 120°C 冷却到 55°C 。

③ 冷却梯度。

在正常冷却时, LHSI/RHRS允许的冷却梯度是 $27.8^\circ\text{C}/\text{h}$ 。

④ 正常冷却时反应堆冷却剂泵(RCP)的运行。

SIS/RHRS启动时四台反应堆冷却剂泵中的两台在运行,当RCS温度是 70°C 时,停止其中的一台RCP; RCS温度降到 55°C 时,停止最后一台RCP。

(3) 系统流程和设备配置。

1) 系统流程。

EPR安注系统/余热导出系统简图见图5.2-3。

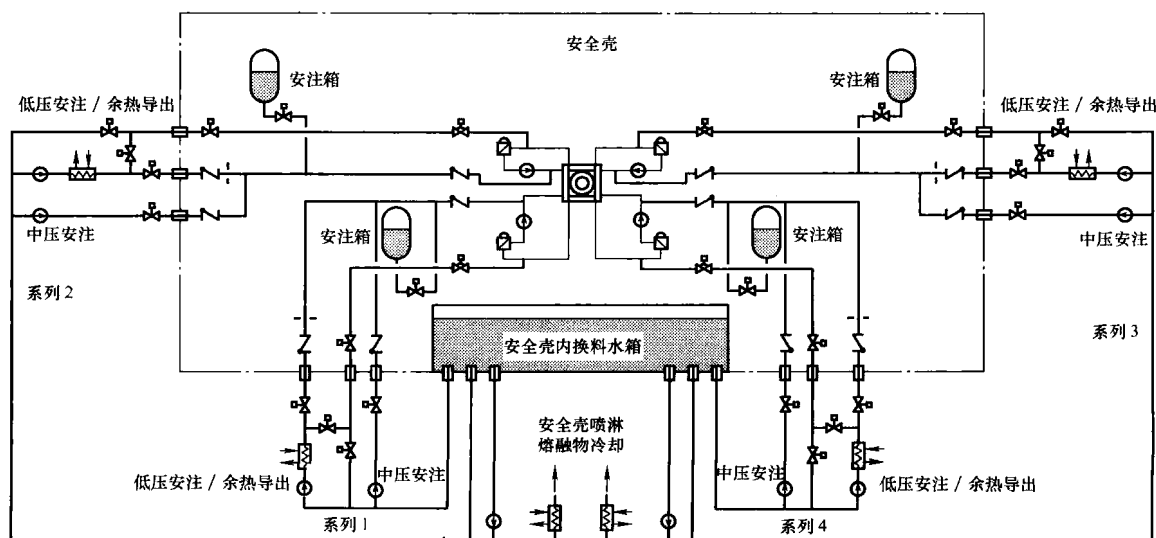


图 5.2-3 安注系统/余热导出系统

SIS/RHRS 由四个完全独立的系列组成,分别对应于反应堆冷却剂系统的四个环路,四个系列布置在四个安全分区内。每个 SIS/RHRS 系列由中压安注、安注箱和低压安注三个子系统组成。每个系列由 1 台中压安注泵、1 台低压安注泵、1 台热交换器和 1 台安注箱组成。系列 1、系列 2 与系列 3、系列 4 稍有不同,系列 1 和系列 2 通过一条下泄管与 CVCS 相连,在电站停堆期间可以向 CVCS 排放冷却剂,实现净化功能。

2) 主要设备参数。

EPR 安注系统/余热导出系统的主要设备有中压安注泵、低压安注泵、热交换器和安注箱。其主要设备的参数分别参见表 5.2-11~表 5.2-13。

表 5.2-11 MHSI 泵和 LHSI 泵主要参数

形 式	MHSI 泵	LHSI 泵
	卧式离心泵	卧式离心泵
设计压力 ($\times 10^5$ Pa)	100	80
设计温度 ($^{\circ}\text{C}$)	110	180
额定流量 (m^3/h)	130	360
额定压头 (m)	660	180
最小流量 (m^3/h)	36	180
最小流量时压头 (m)	860	215
最大流量时 NPSH (m)	3.1	2.5
额定电功率 (kW)	350	325

表 5.2-12 安注箱的主要参数

参 数	EPR
设计压力 ($\times 10^5$ Pa)	50
设计温度 ($^{\circ}\text{C}$)	80
运行压力 ($\times 10^5$ Pa)	45
运行温度 ($^{\circ}\text{C}$)	50
水容积 (m^3)	35
气空间容积 (m^3)	15
总容积 (m^3)	50
硼酸浓度 (ppm)	—
注入时间 (s)	120

表 5.2-13 LHSI/RHR 热交换器主要参数

形 式	U 型管
设计压力 (管侧, $\times 10^5$ Pa)	80
设计温度 (管侧, $^{\circ}\text{C}$)	180
设计压力 (壳侧, $\times 10^5$ Pa)	12
设计温度 (壳侧, $^{\circ}\text{C}$)	180
LHSI 流量 (管侧, kg/s)	
LHSI 注入模式 LB LOCA (包括小流量)	160
LHSI RHR 运行模式 (小流量管线关闭)	150
LHSI 小流量运行模式 (IRWST 冷却模式)	50
系列 1、4 的 CCWS 流量 (壳侧, kg/s)	420
系列 2、3 的 CCWS 流量 (壳侧, kg/s)	280
交换系数	1.2

2.3.2.2 安全壳内换料水储存箱 (IRWST)

IRWST 最基本的功能是储存大量含硼水,在换料期间,是堆腔充水的水源;在事故情况下,是专设安全系统水源。

IRWST 还具有硼浓度和温度的监测功能。因此,IRWST 既具有运行功能,又具有重要的安全功能。具体描述如下:

运行功能:

- 1) 换料期间能够提供充满反应堆堆腔所需的水容量。
- 2) 在 CVCS 容积控制箱低液位时,能够向 CVCS 系统上充泵供水。
- 3) 收集来自几个系统的排放水 (如在 PCC2 工况,安注系统超压保护造成的排放)。
- 4) 在换料期间,能够确保生物保护。

安全功能:

- 1) 确保向 SIS (PCC3、PCC4 和 RRC-A 工况)、CHRS (RRC-B 工况) 和 CVCS 泵供水。
- 2) 在 PCC3、PCC4 (如 LOCA、安全壳内的 SLB 和 FWLB)、RCC-A 和 RRC-B [如未能紧急停堆的预期瞬态 (ATWT)] 工况,收集排放到安全壳内的水。
- 3) 在 PCC2 到 PCC4 [如主蒸汽管破口 (SLB)] 和 RRC-A (如 ATWT) 工况,提供含硼水,满足硼化需要。
- 4) 在严重事故工况 (RRC-B),IRWST 是安全壳热导出系统 (CHRS) 热阱的一部分。
- 5) 在严重事故情况下 (RRC-B),确保能够淹没熔融物展开区。
- 6) 包容一次侧排放的活性物质。

(1) 设计准则和假定。

1) 容量设计准则。

整个系统按照 F1A 系统设计,可以对付 PCC2~PCC4 的事件,满足 PCC 事故分析安全准则的要求。

IRWST 位于安全壳堆坑和二次屏蔽墙之间,重底板 (支撑一回路部件) 以下,在 IRWST 与安全壳壁之间用混凝土填充,可以避免事故情况下不可恢复的失水。

如果 IRWST 的吸水管 (SIS 和 CHRS) 出现故障,相应的系列必须通过地坑阀隔离掉,以保护 IRWST 的水装量。地坑隔离为安全级设计,要求能够实现安全停堆状态。IRWST 地坑隔离装置位于安全保护厂房 (SB) 内,当厂房内管道故障导致环境状况变坏时,隔离装置能够保证可用。

此外,IRWST 设有措施防止正常运行时 IRWST 内的水受到污染。设有为 SIS 泵和 CHRS 泵提供保护的滤网,防止事故情况下 IRWST 流体携带碎片的影响。

在电站正常运行时,对 IRWST 设备不执行预防性维修。

由于 IRWST 内储有含硼水,所以 IRWST 内必须设置衬里 (不锈钢或复合衬里),防止硼酸与安全壳壁发生反应。但衬里不起到 IRWST 的包容屏障的作用,包容屏障还是混凝土。

2) 为淹没展开区的布置。

IRWST 与展开区的底面至少在同一水平,以便 IRWST 内的水可以靠重力 (非能动) 淹没展开区。

在电站正常运行和事故情况下 (所有 PCC 和 RRC-A),IRWST 与展开区之间的连接通道用一个塞子隔离开,该塞子可以被进入展开区的熔融物熔化掉 (非能动),该塞子的设计需要考虑熔化过程中向 IRWST 材料的传热和熔化所需的时间延迟,而且能够确保在所有 PCC 和 RRC-A 时,该塞子保持关闭 (否则,将考虑 IRWST 水流入展开区的情况)。

塞子熔化后,IRWST 水流入展开区,流量能够满足熔融堆芯冷却的需要。

3) IRWST 通风。

为了使人员能够进入 IRWST (焊缝检测、滤网检查), 需要设置手段更新 IRWST 内的大气。当反应堆冷却剂排放到 IRWST 后 (除了 RRC-B 工况), 需要排除 IRWST 内的气体。IRWST 大气连接至空气处理设施 (安全壳连续通风系统)。此外, IRWST 的顶棚设有一定的坡度, 便于气体的收集。

4) 设计数据。

IRWST 容积: ①具有足够的容量填充反应堆堆腔、内部储存腔室、反应堆厂房传输腔室和 RCS 中平面 (Mid-loop) 至 19m (反应堆水池的最高液位) 高度的空间; ②具有足够水深 (静压头), 满足泵的吸入压头 (SIS、CHRS 和 CVCS 泵); ③具有足够的热阱能力, RCS 一次侧排放时, 限制安全壳内的蒸汽和压力。

IRWST 的硼浓度: 要求的最小硼浓度能够确保换料所需的反应性裕量和缓解事故后果, 初步设计值是 (1700±100) ppm, 考虑了最不利的燃料管理策略 (UO₂ 的富集度 28.5%, 或 33% 的 MOX 燃料)。

IRWST 水温: 对于所有的 PCC2~PCC4 事故, IRWST 的水温不超过 110℃。在 RCC-B 事故情况下, IRWST 温度不超过 160℃。

喷淋器设计: 向 IRWST 的排放管线中会有饱和蒸汽、两相混合物、热水和不凝结气体。IRWST 较大的水容量和排放管线出口设置的喷淋器, 能够限制 IRWST 水面上的蒸汽量。

过滤器设计: 滤网设计包括 IRWST 外的拦废物滤网和 IRWST 内部的滤网。拦废物滤网设置在进入 IRWST 的入口处。IRWST 内部滤网能够过滤小至 2.5mm×2.5mm 的碎片, 可以防止堆芯最小的间隙处阻塞或防止造成泵故障。在设计上考虑可能有一半的滤网会被阻塞。

(2) 系统流程和设备配置。

IRWST 系统流程和系统布置有如下一些特点:

1) CHRS 地坑和 SIS 地坑是分开设置的。

2) FPCS 和 CVCS 不直接从 IRWST 吸水, 使用 CHRS 的吸入管线。

3) 每条吸入管线在 IRWST 和流体系统之间装有一个特殊的隔离阀, 该阀门既作为安全壳隔离阀, 又作为流体系统发生泄漏时 IRWST 的隔离阀。

4) 由于存在通过某条吸入管线丧失 IRWST 装量的共模故障, 因此, 吸入管线在设计时作为考虑, 使用双层管称为“保护管道”, 即在 IRWST 吸入口到隔离阀之间是双层管道, 用来对付非能动单一故障保护管道是安全壳屏蔽的一部分 (设计压力至少与安全壳相同)。

5) 四条 LHSI 小流量管线设有特殊装置, 以加强对 IRWST 水的搅混 (温度和硼浓度)。

IRWST 主要参数见表 5.2-14。

表 5.2-14 IRWST 主要参数

最小可用容积 (m ³)	1895
正常运行最高液位 (m)	-2.55
硼浓度 (¹⁰ B) (ppm)	1700 (±100)
温度 (°C)	15~110
气相压力	安全壳压力
衬里	不锈钢或化合物

(3) 系统运行。

功率运行: 正常运行时, IRWST 充满含硼水, 最高液

位为 -2.55m, 对液位进行连续监测, 可以探测到任何泄漏引起的液位下降。可以使用燃料池冷却系统 (FPCS) 或反应堆硼和水补给系统 (RBMS) 提供补给或硼浓度调整。

换料冷停堆: 使用 IRWST 水填充反应堆堆腔, IRWST 底部仍存有少量水, 可以为 SIS 泵提供保护。

事故情况下运行: 事故情况下, SIS 或 CHRS 泵运行, IRWST 起到如前所述的安全作用。释放到安全壳内的水直接再循环回到 IRWST, 释放的蒸汽在安全壳内部结构上冷凝, IRWST 会失去部分循环水, 在 IRWST 设计中已作考虑。

2.3.3 可居留性系统

可居留性系统在设计上确保主控室的可留性, 不论是在正常工况, 还是事故期间和事故后 (火灾、烟雾, 或者环境受到放射性污染)。可居留性系统在设计上满足以下准则:

(1) 使主控室范围能够承受外部灾害的影响。

(2) 在居留期间, 能够持续向操作员提供食物、水、医疗供应和卫生设施。

(3) 在事故工况下, 能够提供足够的防护, 为进入和停留在主控室的人提供放射性保护, 人员全身接受的放射性照射或身体任何部分受到的照射剂量都不会超过 CTPR60 或欧洲导则 EURATOM96/29 所要求的限值。

(4) 对有毒或有害气体防护: 提供带呼吸装置的自救设施。

(5) 对呼吸系统、眼睛、皮肤的应急防护: 空气过滤系统和循环系统的设计能够在事故后运行, 使主控室维持相对正压力。

(6) 应急期间, 可居留性系统能够运行, 提供防火措施。

(7) 应急监测和控制设备: 在事故和应急期间, 对安全重要的系统和部件能够执行安全功能。

2.4 仪控系统

EPR 采用了法马通核能公司的 Teleperm XS 和西门子的 Teleperm XP 数字化仪控系统。EPR 仪控系统的设计充分考虑了 N4 的检验反馈, 一方面通过采用数字化仪控系统以降低成本, 另一方面提高机组的安全性和可用率, 并且重新分配人机之间的任务, 以留给操纵员更大的操作范围和余度。仪控系统功能分为下列六类: 极限运行工况 (LCO) 的监视功能、限制功能、保护功能、事故后管理功能、RRC (降风险) 功能、控制功能。仪控系统总体设计通过下列途径来达到其安全目标:

(1) 采用了分层结构。

(2) 采用了功能分级。

(3) 采用单一故障准则。

(4) 纵深防御。

(5) 不同的仪控功能赋以不同的优先级。

(6) 采用了仪控功能分类。

(7) 按功能实体说明功能结构。

(8) 人机界面 (MMI) 的要求。

2.4.1 仪控系统基本结构和功能

2.4.1.1 仪控系统总体结构

EPR 的仪控系统的总体结构如图 5.2-4 所示, 其根据不同作用可分为以下的结构层次。

(1) 仪控系统 Level 0: 现场接口层。包括: 传感器、变送器以及数字变送器实现的数据采集仪器; 开关和执行器。属于 Level 0 层的装置包括: 常规的过程仪表、堆内测

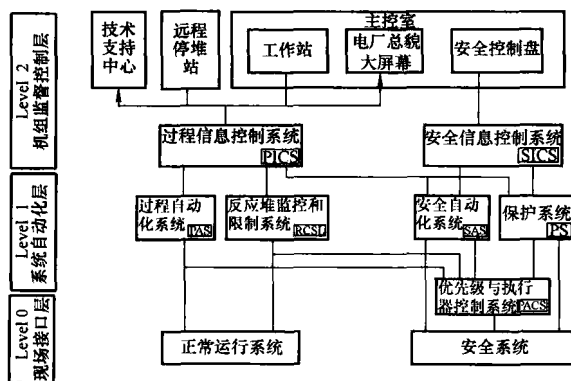


图 5.2-4 EPR 仪控系统的总体结构

量仪表、堆外测量仪表、棒位和反应堆压力容器水位测量仪表、松动部件和振动检测装置、辐射剂量监测仪表、事故处理装置、氢气探测仪表、硼浓度监测仪表。

(2) 仪控系统 Level 1：系统自动化层。包括：数据获取、过程自动化、监视和执行的功能，由过程自动化系统 PAS、反应堆控制限制和限制系统 RCSL 和 F1 级的保护系统 PS、安全自动化系统 SAS、优先级与执行器控制系统 PACS 来实现。

1) 过程自动化系统 (PAS) ——主要任务就是在核电站正常运行的条件下执行监视和自动化功能。同时，PAS 系统也执行事故后处理和 RRC 的监视和控制子功能（分级为 F2N 和 NC）。

2) 反应堆控制限制和限制系统 (RCSL) ——主要实现对反应堆操作的控制和限制，主要包括：堆芯的控制功能，堆芯和主回路极限运行工况 LCO（运行限制工况）和限制功能，通过限制系统产生适当的动作以防止保护动作触发。

3) 安全自动化系统 (SAS) ——负责实现达到安全停堆状态所需的自动控制、测量和监督功能，包括：事故后管理的仪控功能（手动和自动），使得电厂在发生假设初始事件时从可控状态过渡到安全停堆状态；对可能导致假想 PCC3 或 PCC4 类事故的事件进行管理。防止严重的放射性泄漏的 F1B 级仪控功能。

4) 保护系统 (PS) ——监视所有运行工况下的安全过程参数，在发生初始事件时执行：自动执行反应堆停堆，自动控制安全保护系统和相关的支持系统，产生要求操纵员手动操作的信号，执行手动的 F1A 级仪控功能（如需要）。PS 系统也为安全信息控制系统 SICS（F1B 级）和过程信息控制系统 PICS（F2 级）提供安全参数的信息。

5) 优先级和执行器控制系统 (PACS) ——保证对各个驱动装置的控制和监测，对于包含在保护（F1A）或者事故后处理功能（F1B）的指定执行器来说，来自于 PS（F1A），SAS（F1B）和/或 PAS（NC/F2）的命令之间的优先级，不是由标准的驱动控制来管理的，而是由 PACS 指定的优先级功能来管理的。

(3) 仪控系统 Level 2：机组监督控制层。包括：与人机界面和过程控制接口相关的数据处理功能，以及由过程信息控制系统 PICS 和 F1 级的安全信息控制系统 SICS 来实现的监视功能。

1) 过程信息控制系统 (PICS) —— PICS 系统的主要任务是为操纵员提供服务，在所有工况下控制机组的运行，其包括：四个操纵员工作站，由五个用于电厂监督控制的显示屏和一个专门用于运行信息应用（Level 3）的显示屏组

成；几个小型操纵员工作站，即几个小的屏幕，用于运行模式或监视模式的显示；大屏幕显示器，以实时显示机组的概况信息。PICS 采用了西门子 Teleperm XP 数字化仪控平台的 OM 690 控制和监视系统。

2) 安全信息控制系统 (SICS) ——SICS 系统提供了安全级的人机界面接口，以执行 F1 和 F2E 级的控制和信息显示功能，这些功能在 PICS 不可用情况下将机组带入并维持在安全停堆状态。

为了应对多重失效故障风险，PICS 和 SICS 之间的设备互相独立。SICS 采用的是常规技术。

(4) 仪控系统 Level 3：厂级管理层。这一层是实现更高级的信息管理功能。

2.4.1.2 性能

EPR 仪控系统的总体响应时间是：在操纵员界面上显示过程数据的时间小于 1.5s；操纵员发出的指令到过程的执行时间小于 1.5s；自动执行时间为 200ms~1.2s；元件保护时间为 10~500ms。

2.4.1.3 通信

level 1 级系统 (PS、SAS、PAS、RCSL) 内部的 F2N 和 NC 级仪控功能之间的数据交换，以及 level 1 级与 PICS 系统之间的数据交换都是通过厂级通信网进行的，其厂级通信网由标准通信网络或者与相应网络连接的标准交换单元组成。系统内部的数据交换（包括分区之间的数据交换）尽可能由系统本身管理，而不依赖于外部资源。厂级通信网是 E2 级的。所考虑的单一故障准则与涉及数据交换的系统考虑的单一故障准则是一致的。EPR 明确说明，内部灾害加上单一故障不能对通信造成冲击，使得 PICS 和 SICS 分区同时失效。服务和周期性检测所用的网络可以通过厂级网络实现，或者通过专用的服务网络实现。F1 级仪控系统和实现 F2E 级功能的仪控系统之间的数据交换是独立于厂级网络系统实现的。根据采用常规技术的 SICS 的参考方案，PS、SAS、PAS 和 SICS 之间的数据交换由硬接线实现，且不在各个分区中贯穿。SICS 系统中的数据交换由 F1B 级网络实现。Level 0 级和 Level 1 级 (PAS) 之间的通信可以采用现场总线的方式来实现，智能传感器和驱动设备目前暂时只使用于 E2 和 NC 级的设备上。

2.4.1.4 运行模式

仪控系统全部可用的情况：操纵员在主控室中利用工作站和大屏幕显示器来运行和监视电站。进出工作站和大屏幕显示器的信号通过 PICS 系统处理后由下层的 PAS 和 RCSL 系统进行处理。在发生 PCC2、PCC3 或 PCC4 类事件时，使电站达到可控状态的所有功能（即 F1A 级功能）由保护系统 PS 启动。使电站达到安全停堆的功能（即 F1B 级功能）是由安全自动化系统 SAS 自动执行的，或者由过程信息控制系统 PICS 启动，再由 SAS 进行处理。

仪控系统部分可用的情况：在主控室 MCR 不可用的情况下，操纵员在远程停堆站 RSS 中通过过程信息控制系统 PICS 的帮助对电站进行监视和控制。如果需要，可用安全自动化系统 SAS 和保护系统 PS 来初始化自动矫正动作。如果过程信息控制系统 PICS 失效，则操纵员使用安全信息控制系统 SICS 以及保护系统 PS 和安全自动化系统 PAS。如果在 Level 1 层的过程自动化系统 PAS、反应堆控制限制和限制系统 RCSL、保护系统 PS 和安全自动化系统 SAS 中有一个系统失效，剩下的系统作为纵深防御的层次已足够将电站带入或保持在安全状态。

2.4.2 测量仪表

EPR 测量仪表包括：堆芯测量、堆芯外探测器、棒位测量和反应堆压力容器水位测量、松动部件和振动监测、辐射监测、事故仪表、氢探测系统、硼仪表。

2.4.2.1 堆芯测量

EPR 的堆芯测量采用了西门子的技术。它包括两个系统：气动球测量系统——特点是精度高、可靠性高；固定式堆芯测量——目的是提供连续监测，为 DNBR 和 LPD 在线保护建立了必要条件。

EPR 堆芯测量系统由通量分布测量和固定式堆芯测量两部分组成。其中，通量分布测量采用移动式气动球测量系统（AMS）；固定式堆芯测量由可测量三维通量分布的固定式自能中子探测器（SPND）和固定式堆芯出口热电偶（COTC）两个系统组成。

移动式气动球系统（AMS）用于堆芯通量三维分布测量，取代了移动式微型裂变电离室方式，因而不需要在压力容器底部开很多孔。AMS 利用气动方式将一系列小金属球（直径为 1.7mm 的钒钢球）送入堆芯，经活化后再送出到测量台精确测量其活度，再由计算机进行各种修正之后可得到小球对应位置上的功率密度值。AMS 不仅用于三维中子通量与功率密度分布测量，也用于标定固定式堆芯中子探测器和堆芯外中子探测器。AMS 系统不是连续监测的，分级为非安全级。

固定式自能中子探测器（SPND），用于连续测量堆芯局部中子通量密度，同时为其他功能提供信号（包括重要堆芯参数的监督、轴向功率分布形状的控制、堆芯监督、堆芯保护、落棒监测）。SPND 由 12 根堆芯探测器柱组成，沿堆芯截面径向分布。每个探测器柱又包含 6 个沿堆芯轴向分布的自能式中子探测器。由于用于保护系统，SPND 属安全级。

固定式堆芯出口热电偶功能是连续测量燃料元件出口温度，并为失水事故（LOCA）后的堆芯监督和径向功率分布和局部热工水力状态监测功能提供信号。每个堆芯测量柱中在燃料组件顶端的高度上装有三个热电偶，用于测量堆芯中冷却剂离开燃料组件时的温度。

2.4.2.2 堆芯外探测器

堆芯外探测器的功能、测量原理和布置与一般反应堆基本相同，当前的 EPR 资料提出了两种设计方案：带中子源和不带中子源两种方案。EPR 堆芯外探测器包括三个测量通道：源量程、中间量程和功率量程。堆芯外探测器考虑了两种不同的设计：设置宽量程测量通道（覆盖源量程与中间量程），两者配备同样的探测器（裂变室），但必须装有额外的中子源；设置有独立的源量程测量通道，采用高灵敏度（约为 100cm^2 ）的计数管作为探测器，不需要额外中子源。

2.4.2.3 棒位测量和反应堆压力容器水位测量

棒位测量有两种类型：计数式和感应式，共有 89 个独立测量回路（每个控制棒束一个）。其中，感应式测量仪表用于保护功能，所以属 E1A 级（最高安全级设备），这点与 N4 相近。

反应堆压力容器水位测量的目的是对容器内水装量提供连续评估。仪表用于事故后工况，它使操作员能确定为维持水装量所需的正确操作。所以压力容器水位是一个重要的监测参数。EPR 采用了原西门子的技术，利用水的传热特性与蒸汽有很大差别的原理，采用受热电阻作为传感器来监督与测量压力容器水位，更为直接准确。但这要求在堆内构件上设置有一个专用的测管。冷却剂回路水位测量也是一个反应堆保护功能所需要的重要监测参数，用于在正常停堆工况下冷却剂回路水位的精确控制，以防止在稳压器排水后（包

括半管运行在内）余热排出与低压安注（RHRS/LHSI）泵发生气蚀。EPR 采用差压式原理测量回路水位，安装在每个回路热管段的水平部位。

2.4.2.4 松动部件和振动监测

松动部件监测系统用于在电站运行过程中连续监测反应堆冷却剂系统中发生松动的部件。系统采用松动件监测传感器（加速度计、声学传感器），用以监测反应堆冷却剂压力边界上最容易出现部件松动的位置，监测方法与 N4 相似。对 EPR 而言，这些区域有：反应堆压力容器的下封头和上部空间、蒸汽发生器的入口室（一回路）和管板上部区域（二回路）的结合部、给水管线进入蒸汽发生器的区域。

振动监测系统用于指示反应堆冷却剂系统组件（包括堆内构件等）的振动特性的变化。它通过中子通量噪声测量（由堆外核测仪表提供）和其他振动传感器（如位移传感器、加速度计、压电陶瓷传感器等）来监测压力容器、主泵、蒸发器、主管道等重要设备的振动。监测方法与 N4 等压水堆核电站相似。松动部件和振动监测的传感器设置如图 5.2-5 所示。

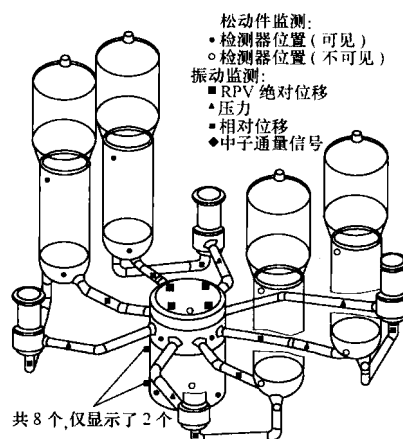


图 5.2-5 松动件与振动监测的传感器设置

2.4.2.5 其他测量仪表

辐射监测：EPR 辐射监测的功能、仪表和配置与现有 PWR 核电站的辐射监测系统类似。

事故仪表：事故仪表提供所有与电厂安全以及电厂环境参数有关的安全系统信息，以便完成所需的任务。EPR 与 N4 相似采用了很多硬接线常规仪表测量。

氢探测系统：EPR 氢探测系统布置有两种选择。一种是设置在安全壳内，在这种方式下它们必须能够承受严重事故工况下安全壳内的环境条件；另一种是设置在安全壳外，在这种方式下则需要有采样系统，采样系统由采样管线、安全壳隔离阀以及采样泵组成。

硼仪表：EPR 硼仪表用来监测化容系统和核取样系统中流体的硼浓度。其功能为 F2 级。其原理是：用一个中子源，使其发射的超热中子通过被测水而慢化，由于 ^{10}B 对慢化后的热中子有很大的吸收截面，大部分热中子会被吸收掉，然后用中子探测器测量未被吸收的热中子产生的残余中子通量，从而得知硼浓度。

2.5 电气系统

2.5.1 电气系统设计概况

EPR 电气系统的设计遵循 ETC-E 欧洲压水堆电气设备技术规范的要求，整个电气系统分厂外供电系统和厂内供电系统（包括应急电源）两部分。

和主发电机时,由4台10kV应急柴油发电机分别向各自系列的负荷供电。

通过对外部供电电网以及10kV母线的电压、频率的监测,一旦发现电压或频率低于设定值时,机组供电状态自动触发到厂用电运行模式、备用电源供电模式,或是应急柴油发电机启动模式。主电源发生故障时,按下列顺序切换:

(1) 厂用电运行,由主发电机带厂用负荷运行。

(2) 如厂用电运行方式不成功,切换到备用电源,通过备用电源向厂用电系统供电。

(3) 如果备用电源切换不成功,启动应急柴油发电机,由柴油发电机提供应急电源。

应急柴油发电机是在10kV母线 $U < 0.8U_n$ 的5s以后启动,主要是考虑了可能的最大重合闸时间,也避免在大的电动机(如主给水泵或反应堆冷却剂泵)启动阶段,启动应急柴油发电机。在厂外电源恢复正常后,可通过手动切换,返回主电源或备用电源供电的模式。

2.5.2 厂内应急电源

2.5.2.1 应急发电

当同时失去主电源、辅助电源和主发电机时,10kV柴油发电机自动启动,并向应急母线供电。应急发电系统确保在应急供电模式下向设计的负荷供电,并使10kV应急母线的静态和动态电压保持在限值范围内。四个应急电源系列各配备一组10kV柴油发电机组,每组柴油发电机都备有独立的辅助系统。应急柴油发电机从安全功能上定为F1A系统、EE1类设备,抗震等级为I级。10kV应急柴油发电机的系统设计满足抗击外部灾害的要求,并满足发生飞机坠毁后,仍保证4个系列中的2个系列可用。

柴油发电机负荷平衡方面考虑了各种故障情况下各段母线的负荷分配和负荷性质。柴油发电机的连续额定功率根据设计基准事故的最大功率需求来确定,即小破口LOCA(冷却剂丧失事故)事故。一般情况下,通过监测装置,对配电系统的10kV母线电压进行监控,当相应母线电压低于某个规定限值时,自动启动应急柴油发电机,并按规定的带载程序升负荷,以避免发电机过载。柴油发电机储存的燃料满足满负荷情况下连续运行72h。由于提供了同步并入装置,10kV柴油发电机可以在机组功率运行期间进行满负荷试验,并与正常供电电源平行对10kV母线供电,如果在柴油发电机满负荷试验期间失去厂外电源,则自动切换到应急供电模式。

每台10kV应急柴油发电机的额定功率为5000kW,辅助系统包括燃料油系统、润滑油系统、冷却系统、压缩空气启动系统、进排气系统、发电励磁和保护系统、就地仪表控制和报警系统。柴油引擎为四冲程水冷型气动快速启动型1000r/min机组。发出启动指令15s后柴油发电机组达到额定速度。

2.5.2.2 SBO柴油发电机

为了应对全厂失电状态,即失去所有外电源、主发电机和所有10kV应急柴油发电机,EPR配置了两台小功率SBO柴油发电机,分别对系列1和系列4的690V母线供电。不同于10kV应急柴油发电机,SBO柴油发电机主要对2台应急给水泵、部分通风系统、必要的核岛仪控系统和控制室照明提供电源。SBO柴油发电机分为F2级系统、EE2级设备,抗震等级为NC。

当相应母线电压低于规定限值时,可在主控室手动启动SBO柴油发电机。与10kV应急母线的隔离,以及按带载程序启动相应电动机也需要手动进行操作。SBO柴油发电机

储存的燃料在设计负荷下允许连续运行24h。借助同步装置,SBO柴油发电机可在进行满负荷试验的同时,与正常供电电源平行对690V母线供电。

2.5.2.3 中压/低压应急供电

应急供电系统的任务是在各种运行方式和环境下,向所有应急负荷提供静态和动态电压限值允许范围内的电源。这里所指的各种运行方式和环境包括:正常功率运行、正常启停操作、带基本厂用电运行、外部主电源供电、外部备用电源供电、应急电源模式、全厂断电、外部危害期间以及之后。

10kV应急配电系统在电厂正常运行、机组正常启停操作、机组大修和机组故障期间,通过常规岛供电母线提供电源。当失去所有厂外电源和主发电机时,应急柴油发电机启动,并向10kV应急母线供电。当发生全厂断电时,4台应急给水泵中的2台连接到由SBO柴油发电机供电的690V应急电源母线上。

应急供电系统对安全级的流体系统、影响电厂可用率的重要系统和部件,以及对投资保护起重要作用的相关系统供电。应急供电系统定义为F1A系统、EE1级设备,抗震等级为I级。应急供电系统具备抵抗外部能力,在发生飞机坠毁后,确保4个系列中的2个系列仍然可用。

2.5.2.4 交流不间断电源

交流不间断电源系统的任务是在所有假设的运行方式以及相应的瞬态过程中,向确定的负荷(包括安全级和与机组可用率有关的负荷)提供电源,并保证电源的静态和动态电压处于允许限值范围内。这里所指的各种运行方式和相应的瞬态过程包括:功率运行、机组的启停操作、应急柴油发电机启动阶段、应急供电模式、全厂停电、外部危害期间以及之后。

交流不间断电源母线由690V应急电源经整流装置、直流回路和直流/交流逆变装置供电。当失去直流/交流逆变装置时,交流不间断电源母线通过电子开关由400V控制电压母线不间断供电。当690V应急母线电压可用时,通过整流装置向确定的负荷在各种机组运行模式下提供不间断电源,同时对蓄电池组以浮充电的方式进行充电。蓄电池组在设计放电电流下,可连续放电2h。每组蓄电池组在整个放电时间段内,按要求对所处系列的相应负荷提供电源。在发生全厂失电初期2h内,交流不间断电源由蓄电池组通过逆变器提供电源,这种情况一直维持到SBO柴油发电机启动,在此后的24h内,仅系列1和系列4的交流400V不间断电源由690V SBO柴油发电机经整流装置提供电源。交流不间断电源分为4个系列,并且与4个系列的安全级流体系统和安全级仪控系统相对应。交流不间断电源定义为F1A系统,EE1级设备,抗震等级为I级。

2.5.3 电气系统的其他设计要求

2.5.3.1 电缆设计

电缆设计遵循ETC-E技术规范的要求,包括隔离、防火、抗干扰等要求。常规岛厂房和4个安全厂房之间的连接电缆布置在地下管束中。电缆层布置在每个安全厂房的开关间和仪控电子间的下方,并处在抗飞机坠毁的第2、第3安全厂房控制室的下方。开关间布置在安全厂房的上部,确保开关与处在安全厂房下部的流体系统负荷之间的连接电缆距离最短,柴油发电机厂房和安全厂房通过布置在实体隔离的地下廊道中的电缆连接起来。仪控电缆与动力电缆安排在相同的主要电缆通道内,但布置在不同的桥架内。电气系统的正常和应急开关柜布置在同一个电气间内,正常和应急电源

之间电缆走向的物理隔离并非完全必要。由于核岛厂房内的电缆已经严格区分为4个独立的系列,因此同一系列的安全和非安全级电缆(包括电气和仪控)可以布置在同一电缆层和同一电缆桥架内。

2.5.3.2 雷击保护和接地系统

雷击保护和接地系统的主要任务是限制由于电气系统过电压而造成损害的概率处在一个可以接受的水平。因此在系统设计时,必须考虑:①过电压的幅度和频率;②人员和设备的安全要求。外部雷击保护系统包括避雷终端、电感系统以及相互连接的接地系统,其目的是捕捉雷电,并将其电流安全引入大地。内部雷击保护系统主要是采取措施,减小线路中由于雷击电流引起的电磁影响。接地系统主要是避免线路中不允许的电压波动。所有措施的目的是确保避免电气和仪控设备遭受不可接受的过电压,同时对于因内部电气设备接地而引起的短路电流也必须确保其所造成的电势差可以接受。雷击保护系统和接地系统确保电厂人员以及设备的安全,因此该系统功能分级为F2,设备分级为EE2,抗震级别为Ⅱ级。

2.6 反应堆辅助系统

EPR反应堆辅助系统包括:燃料储存和操作系统、水系统、工艺辅助系统、采暖通风空调系统和其他辅助系统。

2.6.1 燃料储存和操作系统

燃料储存和操作系统用于对反应堆的新燃料和乏燃料的装卸、转运和储存,包括对反应堆压力容器内燃料组件的换料操作。

2.6.1.1 新燃料储存

EPR的新燃料储存区的每个储存格架由16个小室组成,新燃料储存区可至少储存反应堆换料所要求的16个新燃料组件。储存的燃料组件可以带或不带棒束控制组件,采用干式垂直储存方式。但新MOX燃料组件不能储存在新燃料储存格架中,必须储存在乏燃料储存格架。新燃料格架与乏燃料水池及新燃料容器运输舱相邻。新燃料组件按最高富集度5%并浸在纯水中,临界计算 $k_{\text{eff}} < 0.98$ (包括所有不确定性)。

2.6.1.2 乏燃料储存

乏燃料池储存能力最大容量为1145个燃料组件。乏燃料组件垂直储存在立式格架组件中,这些格架组件也用以储存新燃料组件(UO₂和MOX)。燃料水池分2区:1区储存新燃料组件,2区储存乏燃料组件。考虑所有的不确定性,乏燃料池的 $k_{\text{eff}} < 0.95$ 。

2.6.1.3 乏燃料水池冷却(FPCS)及净化系统(FPPS)

EPR的乏燃料水池冷却和净化系统(FPCS和FPPS)的基本功能是水池冷却和净化及反应堆水池的充水排水和水池的撇沫等,但不作为余热排出系统的备用。EPR将乏燃料水池冷却和净化分成两个独立回路。乏燃料水池净化回路通过一些支管与反应堆水池和安全壳内换料水箱(IRWST)的净化回路连接。

由于其安全功能的重要性,乏燃料水池冷却系统设计满足单一故障准则的要求,设置两个系列。在电厂正常运行期间,一系列运行。换料停堆当堆芯组件卸入燃料水池中则两个系列同时运行。运行工况不考虑不确定性;事故工况考虑的不确定性,对UO₂燃料为10%,对MOX燃料为15%。

燃料水池冷却系统能够导出储存于乏燃料水池中的乏燃料组件释放的余热。净化系统的功能为:对燃料水池进行净化、充水、排空及补水;反应堆水池淹没时净化反应堆水

池;对安全壳内换料水箱进行净化和补水;反应堆堆腔的疏水。

在核安全厂房内还设置了第三个乏燃料水池冷却的冷却系列,用于防止水池的沸腾(在超设计基准工况下),其冷却水来源与安全壳热量导出系统的冷却水相同。

2.6.2 水系统

2.6.2.1 重要厂用水系统

重要厂用水系统(ESWS)专门为核岛的设备冷却水系统(CCWS)提供冷却,与常规岛的设备冷却水系统是安全分隔开的,ESWS不直接用来冷却核岛的冷却设备(热交换器、冷却器和通风冷却盘管等),而是通过CCWS系统作为中间回路(CCWS/ESWS热交换器)来冷却核岛各设备,使放射性流体直接泄漏至环境的可能性降至最低,也避免了海水直接腐蚀核岛冷却设备的危害。它由4个完全独立的系列组成,每列配置1台100%设计容量的泵,相互之间没有交叉连接,分成2组分别布置在2个不同方位的泵站内。当万一发生飞机坠落事件砸毁一座ESWS泵站时,另一个方位的泵站仍能实施其安全功能。这样既可以满足ESWS系统承受飞机坠落外部事件的袭击,又可以节省投资,ESWS系统泵站厂房设计无需按飞机直接冲击荷载来设防,就可以获取为核岛最终热阱冷却功能的可靠保障。ESWS系统采用的4个冗余安全系列的配置设计,确保了电厂在任何情况下,有可能对设备或系统按维修计划实施预防性维修作业,这就能促成设备完好率的大幅度提高,同时对设备可用率和系统可靠性起到了有效的保证作用。对安全贡献更有积极意义的是,由于ESWS系统采用了4个安全系列的多重配置,最终热阱的安全功能得到了高度保证,使得电厂丧失全部最终热阱(LUHS)事故的发生几乎不可能,因而在PSA概率安全分析中,这样的改进设计,必将会大大降低堆芯熔化(CDF)概率。

2.6.2.2 设备冷却水系统

与ESWS系统相匹配运行的CCWS起到中间冷却水系统的作用。它能够在电厂所有设计基准工况(PCC3、PCC4)和RRC-A、B的事故后工况下,把热量从重要的与安全有关的构筑物、系统、设备传递到最终热阱(ESWS)。它还具备防止厂用水漏入核岛的流体系统的能力和防止放射性液流泄漏、避免污染最终热阱的能力。它与对应的安全系统具有同等的安全度,可以在任何工况下,PCC2~PCC4,甚至在RRC-A和RRC-B的严重事故工况时都能确保安全系统和设备的冷却功能要求。

设备冷却水CCWS系统包括4个完全独立的系列,系列1和系列2可互为备用,系列3和系列4可互为备用。前2个系列与后2个系列完全独立,没有连通母管相连。

由于ESWS系统和CCWS系统的改进设计,电厂丧失全部最终热阱(LUHS)事故的发生概率得以大幅降低。

2.6.3 工艺辅助系统

EPR工艺辅助系统的压缩空气系统、核取样系统、通风和排水系统与传统的PWR机组设计基本相同,故在此不多介绍。

2.6.3.1 化学与容积控制系统(CVCS)

除了独立于安全注入系统、上充泵不再用做安注泵外,EPR的CVCS功能与传统压水堆的CVCS基本上没有区别。主要设备包括两台上充泵,流量为10kg/s;一台硼酸泵,流量为2.5kg/s;一台再生热交换器;两台高压冷却器;两个100m³的7000ppm浓硼箱。安全壳内换料水箱也向CVCS提供硼水。

正常运行时, CVCS 执行容积控制、反应性控制、化学控制、反应堆冷却剂的净化等功能。当反应堆冷却剂泵(RCP) 停止时, 高压冷却器隔离, 下泄流通过上充管线从 RHRS 热交换器流到 CVCS 箱返回到反应堆冷却剂系统。热停堆时, 根据净化/除气要求, 化容系统的下泄流可以增加。根据热停堆的时间, 可能根据堆芯氙效应调整硼酸浓度。电厂启动时, 化容系统用于 RCS 供水, 控制反应堆冷却剂的容积和化学性质, 并提供反应堆冷却剂泵所需的密封注射流。

2.6.3.2 冷却剂净化系统

冷却剂净化系统由净化部分和硼水再循环净化部分组成。净化部分用于处理经过容积控制系统的冷却剂, 根据水质规范书的要求, 保持冷却剂的品质; 去除被溶解的裂变产物与活化产物固体和离子; 去除剩余的⁷Li; 保证充分地除去铯的同位素。硼水再循环净化部分作为冷却剂供应和储存系统(KBB/TEP1) 与冷却剂处理系统之间的联系, 在硼水到达硼再循环系统的路途中将其中的杂质和铯除掉。

2.6.3.3 冷却剂除气系统

EPR 的冷却剂除气系统主要是在装卸料操作过程中, 打开压力壳顶盖期间要去除放射性气体, 防止回路中的裂变气态产物(主要是惰性气体氦和 Xe) 逸出进入反应堆大厅。装卸料作业完毕在盖上顶盖前要除氧, 保持回路水质符合要求。在电厂功率运行期间, 脱气系统通过 RCV 的下泄流对回路中的裂变气体和氧气进行控制, 保证电厂正常运行。

2.6.3.4 冷却剂储存和处理系统

EPR 的冷却剂储存系统有如下的功能: 在正常运行过程中由于燃料补偿、负荷变化(包括日常的负荷跟踪操作)、启动、停堆瞬间影响而需要从主回路中排出一部分冷却剂; 系统有足够的储存能力来接收各种运行工况下(包括从任一种正常运行工况无延迟返回到冷停堆) 所排出的冷却剂; 冷却剂储存系统也接受并储存由换气和排放系统收集的冷却剂, 除盐水储存与供应系统亦用于冷却剂补给和交换。

系统主要由六个相同的储存罐以及硼化水管线和除盐水管线组成, 每个储存罐都分别与硼化水管线和除盐水管线相连接, 并通过蒸发器给水泵将硼化水或除盐水送至另一个储存罐。启动前四个罐充满除盐水, 两个空置, 其中一个空罐接收因冷却剂加热膨胀而排出的冷却剂, 第二个空罐用于接受稀释时而排出的冷却剂。

为了避免可燃气体溶解在冷却剂中, 以及可燃气体混合物在储存罐中积累, 这些储存罐需要不断地用来自废气处理系统的氮气冲洗, 并要在负压下(-0.01MPa) 运行, 防止氢气从回路中泄漏。

冷却剂处理系统有如下的功能: 将工厂正常运行过程所排出的冷却剂分离成浓硼酸溶液(4%) (浓缩) 和除盐水(蒸馏), 用 KBB/TEP1 系统临时储存, 留待在主回路中重复使用; 在重复使用或将其排放之前把蒸馏的物质中的气体除去(即使氙达到平衡) 以及除去补给除盐水中的气体。

冷却剂储存和处理系统配合化容系统共同完成对 RCS 的下泄流进行处理, 将其分离成核级除盐水和硼酸(分别由 REA 送回 RCS), 保证在负荷变化/启动和停堆瞬态过程中电厂的正常运行。

2.6.3.5 反应堆硼和水补给系统(KBC/REA)

EPR 反应堆硼和水补给系统分为: 混合与配送硼酸、硼酸储存和注硼回路、除盐水注入回路三个部分。系统主要功能如下:

- (1) 制备和配送 4% 的硼酸。
- (2) 分开储存不同锂 7 含量的 7000ppm 的硼酸。
- (3) 向附加硼(执行硼化功能) 系统的硼酸箱供送浓度 7000ppm 的硼酸溶液。
- (4) 向燃料储存水池和安全壳内换料水储存箱(IRW-ST) 供送硼水。
- (5) 正常运行工况期间为补充 RCS 系统的泄漏, 根据冷却剂的实际浓度向 RCS 供送呈相应比例的硼酸水和除盐水。
- (6) 当换料停堆期间为控制 RCS 系统的水位, 向 CVCS 系统供送所需浓度的硼水。
- (7) 当反应堆启动期间, 补给除盐水, 使反应堆冷却剂的硼浓度降低。
- (8) 为补偿由氙/钐中毒效应引起的反应性缓慢变化调节冷却剂的硼浓度。
- (9) 在冷停堆期间增加冷却剂的硼浓度。
- (10) 在发生 ATWS 瞬态事件时, 注入 7000ppm 硼水对冷却剂进行硼化。
- (11) 在换料压力壳开盖之前对冷却剂硼化, 使冷却剂的硼水浓度即使有调节棒卡住仍能保证堆芯处于安全停堆次临界状态。

反应堆硼和水补给系统配合化容系统在电厂正常运行工况特别是停堆瞬态期间通过调节反应堆冷却剂硼浓度, 控制由燃料或裂变产物引起的反应性的慢变化, 保证电厂正常运行。

2.6.3.6 附加硼化系统 EBS

在电厂正常运行期间, 附加硼化系统(EBS) 在停运工况时对反应堆冷却剂压力边界作静压试验, 由一台叫做“试验泵”的 EBS 专用泵向 RCS 系统的压力边界提供水压试验的压力。

系统的安全功能如下:

- (1) 在 PCC2、PCC3 或 PCC4 事故工况(非 LOCA) 后, 提供一种高压安全硼化功能以补偿由 RCS 冷却引起的反应性, 使反应堆从控制状态(controlled state) 转为安全停堆状态(相当于余热排出系统 RHRS 接入)。
- (2) EBS 系统应具备在任何压力下(即使处稳压器安全阀的整定压力之上) 向 RCS 注硼的能力。
- (3) 在 ATWS(RRC-A 事故) 瞬态时, 对主冷却剂系统进行自动硼化, 向冷却剂注入高浓度的硼酸, 能补偿堆芯由失控硼稀释事故而引入的负反应性, 保护反应堆安全(使堆保持再次临界)。

EBS 系统由布置在燃料厂房的两个独立的($2 \times 100\%$)、冗余设置的系列组成, 两列之间实体隔离。每列的注硼管线经过安全壳贯穿进入反应堆厂房, 隔离装置在反应堆厂房外是电动隔离阀, 反应堆厂房内为单向阀。每列分成两路注入两个主回路(RCS) 的冷段, 两个 EBS 列可注向整个四个 RCS 的冷段, 以尽可能使硼在堆芯内均匀分布。作为冷却剂压力边界(RCPB) 隔离准则要求, 四个注硼接口均设置有电动隔离阀。每个 EBS 列配有一个 7000ppm 的硼酸箱(有效容积为 27m^3), 吸入管接向一台活塞泵, 泵出口管注向两个冷却剂环路(经由各自的隔离阀)。

EBS 系统设置了直接自动硼化和手动硼化旁路两套注硼管线, 可以有效补上堆芯由失控硼稀释事故而引入的负反应性, 确保反应堆安全。EBS 回路是化容系统中唯一与安全有关的回路, 系统为 F1B 安全级, 设置了两个独立的($2 \times 100\%$) 冗余系列。

2.6.3.7 采暖通风空调系统 (HVAC)

采暖通风空调系统 (HVAC) 包括: 核辅助厂房和燃料厂房通风系统、安全壳冷却通风系统、内部过滤系统、安全壳换气通风系统、停堆通风系统、安全壳空气净化系统、专设安全设施厂房控制区 (机械部分) 的通风系统、专设安全设施厂房电气部分的通风系统、主控制室空调系统、柴油机厂房通风系统、安全冷冻水系统、运行冷冻水系统。

EPR 的 HVAC 设计中, 加强了对事故的设防, 特别是加强了对超设计基准事故的设防。有些系统, 如核辅助厂房和燃料厂房通风系统, 较传统压水堆核电站提高了冗余度, 从而一定程度上提高了可靠性。

在燃料厂房或反应堆厂房中发生事故情况下, 有关区域的排风都将连至专设安全设施厂房机械区通风系统的碘过滤网 (F1B 级)。另外, 设计中还增加了功能的屏障级, 专设安全设施厂房机械区通风系统保证有关区域的排风及除碘功能为 F1B 级、B2 或 B3 屏障级及抗震 I 级, 保证了在燃料装卸事故下燃料厂房和安全壳的净化功能和在专设安全设施厂房机械区内发生管道破裂事故时厂房的排风和除碘功能。EPR 的 HVAC 系统中增加了不少安全 F2 级功能, 如核辅助厂房空气入口的隔离及绝对过滤和碘过滤、安全壳冷却通风系统中在 SBO 下冷却反应堆堆坑的功能 (为自然通风所用风阀), 及主控制室碘过滤功能等。EPR 此项改进增加了 F1 级空调和除碘功能的可靠性, 从而提高了有关区域的可居留性, 也提高了它们所支持的专设安全设施的可靠性。

电气部分通风系统和主控制室 HVAC 系统的四个 F1 级空调列都由柴油发电机电源作为备用电源, 而且其中都各有两个列接有 SBO 柴油发电机电源作为备用电源。由于电气部分通风系统是专设安全设施的支持系统, 而主控制室 HVAC 系统保证主控制室应急工况下的可居留性, 因而这方面的改进提高了它们在丧失厂外电源或全厂断电时的可靠性。

另外, 还有一些系统虽不是安全相关的, 但为了设备或电厂的可用率, 它们的风机也设有柴油机应急电源。

通风系统的设计还能在全厂断电情况下, 保证对反应堆堆坑的通风, 使其保持低于 SBO 后 24h 内允许的最高温度。

电气部分通风系统和主控制室 HVAC 系统设计都考虑了部分或全部丧失全部最终热阱事故 (LUHS)。在该事故下, 电气部分通风系统的四个空调列全部可用, 而主控制室 HVAC 系统有两个空调列 (50% 容量) 可用, 从而保证了该事故下的 HVAC 功能。此项改进也提高了上述两个系统在 LUHS 事故下的可靠性, 提高了电厂的专设安全设施的可靠性和主控制室的应急可居留性, 从而提高了电厂安全性。

2.6.4 其他辅助系统

其他辅助系统包括消防系统和防爆系统。

2.6.4.1 消防系统

(1) 灭火。

灭火系统由人工消防 (消火栓) 系统和固定灭火系统组成。后者选用了自动水喷雾和自动喷水两种灭火系统。消火栓系统是电厂基本的灭火设施。

(2) 探测 (火灾报警)。

火灾探测系统 (FDS) 用于早期火灾探测并向中央火灾控制站报告火警部位, 同时根据火情发展情况驱动相应的消防设施 (通风防火阀、防烟门和灭火系统等), 以控制火势蔓延。

FDS 系统能指示火灾起始部位 (火灾首发点的记忆) 以及充烟区 (火势监测), 以使消防队快速响应投入灭火救援行动。

感烟探测器 (光电感烟、离子感烟) 特别适用于早期火情的监控, 根据具体火灾危害也可采用感温、火焰探测器或其他专用探测器。有些场所按照实际情况也可采用非自动火灾报警形式 (如按钮、电动)。

(3) 消防排烟和通风。

在电缆层、电气开关间和安全厂房中非控制区内的自控仪表控制室等场所, 根据其火灾荷载、烟气传播行为和需消防队进入救火的必要性, 相应采用了消防排烟和排热的装置。

属于防火区的所有通风系统在其送风口和排风口均设置有防火阀。在发生火灾时, 通过易熔片或根据信号关闭防火阀, 使着火的各房间与其他场所完全被隔离开。

风管穿越其他防火区, 应具有与该防火区相等的耐火性能 (耐火极限, 以小时计)。

通风系统除碘器发生火灾, 火警报向主控制室, 除碘器上、下游的挡火阀自动关闭。

核辅助厂房的蓄电池房和化容系统 (CVCS) 的容控箱间, 有氢气聚积发生燃爆的危险, 首先采取的是排风措施, 换气次数大于 4 次/h, 确保氢气浓度经常低于 4%。其次是系统的排风管直接通向室外。

核岛内凡可能泄漏氢气的系统设备均接至废气处理系统 (GWPS)。这些设备主要是 RCS 的稳压器卸压箱和 CVCS 的容控箱, 用法兰连接的 H₂ 管路在设备室内装有氢气监测器。

从核电站总体布置及设置四个冗余安全系列的特点来看, EPR 堆型具有独特的固有防火安全性, 安全系统的冗余系列布置在四个实体隔离的完全独立的安全厂房 (SBI-4) 中, 这就大大降低了由火灾事件引发的共模失效的概率, 与其他堆型电厂相比, EPR 堆型电厂的防火安全水平会有大幅度提高。

2.6.4.2 防爆

为了保护 F1 级系统的功能防止其遭受不可接受的爆炸损伤, EPR 采取的防爆方法有:

(1) 在安全级厂房内, 限制爆炸性气体的使用, 使其控制在必要的用量范围之内。

(2) 含有爆炸性气体的系统 (如 CVCS 系统容控箱 VCT 或废气处理系统 GWPS 中的 H₂) 首先采取的防爆措施是在设备室内保证它不会达到发生爆炸的条件 (即控制其中的 H₂ 浓度在爆炸极限以下)。

(3) 作为 LOCA 或严重事故的后果, 所产生的 H₂ 要特殊处理, 采取监控措施, 或局部点燃或引导出安全壳作氢复合处理。

上述防爆方法也适用于电厂停堆状态。在电厂停堆期间采取严格管理措施, 控制带进厂房的易爆介质材料 (如压缩空气钢瓶、涂料、硝基油漆和其他化学材料) 的用量。

2.7 蒸汽发电系统

本节主要从核电站核岛设计的角度对主蒸汽系统、蒸汽旁路系统、主给水系统及其他辅助系统进行介绍。

2.7.1 汽轮发电机

2.7.1.1 系统设计要求

汽轮发电机满足以下要求:

汽轮发电机系统的设计要有良好的可用率, 一般情况

下,汽轮发电机的可用率为98%以上。

在紧急情况下,当一回路或二回路发生故障时,要求汽轮发电机能够自动跳闸。自控仪表和相应跳闸开关的设计应能确保汽轮发电机自动脱扣装置有足够的可靠性。

汽轮发电机的布置方向,要避免由于汽轮发电机机械故障引起的飞射物损坏核岛蒸汽供应系统及其包容体的完整性。

汽轮发电机的运行要满足电网负荷要求,可进行负荷跟踪、调整 and 限制负荷波动。在15%~100%发电机额定功率范围内,可以进行负荷自动变化。在低功率水平上能够实现稳定手动操作。

当二回路蒸汽旁路系统能够将50%的正常 workflow 流量排放到凝汽器,且一回路由于部分跳堆(partial reactor trip)功率快速降到50%额定功率时,在汽轮机没有跳闸和反应堆没有跳堆的情况下,汽轮发电机可以由甩负荷切换到带厂用电状态。在切换过程中中电液调节系统将限制机组超速。

在各种运行条件下,速度控制系统必须可以进行正常操作,包括在带厂用电负荷或脱离电网情况下。

在大于25%发电机额定功率的正常条件下,由操作员或者根据电网的负荷跟踪信号来确定发电机功率设定值。反应堆通过平均温度控制进行功率匹配。在有特殊扰动情况下,核岛蒸汽供应系统达到或超过极限条件时,反应堆控制系统进行干预,将一、二回路功率设定值回调。此时功率设定值不再由二回路单独控制。

在发电机功率低于25%额定功率时,反应堆功率根据规程保持在25%额定功率水平,多余能量由主蒸汽旁路系统排放至凝汽器。如果需要降低功率,则可以关闭温度控制系统,通过在一回路加硼或插入控制棒来降低一回路平均温度,从而降低反应堆功率水平。

2.7.1.2 一、二回路功率匹配控制方案

一回路和二回路功率匹配控制的目的是使一回路所产生的功率与二回路所吸收的功率相等,同时保证一、二回路的温度、压力及堆芯功率分布等参数满足要求。

在进行一、二回路的功率匹配时,通常可以通过两种方法来提高二回路功率:降低蒸汽发生器出口蒸汽温度,这对一回路有利;提高一回路平均温度,这会受到一回路的各种限制。EPR的控制方案是一种折中方案,如图5.2-7所示。该方案可增强机组运行的机动性:

(1) 在0~25%堆芯功率范围内,确保反应堆堆芯入口温度和蒸汽发生器的压力不变,通过提高一回路平均温度提升系统传热功率。

(2) 在25%~35%范围内,维持一回路平均温度不变,通过降低二次侧蒸汽发生器的压力或饱和温度提升系统传热功率。

(3) 在35%~57.3%功率范围内,维持堆芯入口温度基本不变,适当提高蒸汽压力,通过提高一回路平均温度提升系统传热功率。

(4) 在57.3%~100%范围内,维持一回路平均温度不变,通过降低二次侧蒸汽发生器的压力或饱和温度逐渐提升系统传热功率。

2.7.2 主蒸汽供应及旁路系统

2.7.2.1 系统功能

在正常运行期间,主蒸汽供应系统向汽轮机和其他用汽设备提供蒸汽,在非正常工况下主蒸汽供应系统有以下作用:

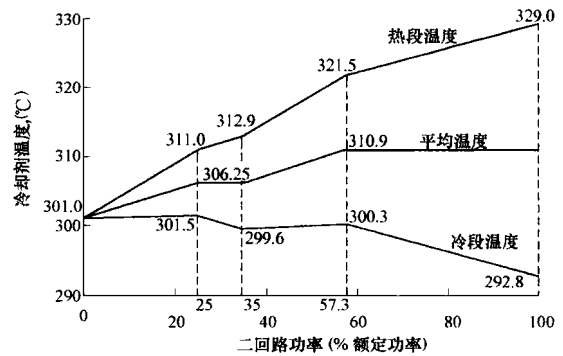


图 5.2-7 一回路冷却剂温度、蒸汽发生器压力随机组功率变化曲线

(1) 起到蒸汽发生器过压保护作用,将蒸汽通过大气排放装置排放到大气中。

(2) 将一回路余热排放到凝汽器或大气,在小破口和蒸汽发生器管子泄漏情况下冷却一回路达到中压安注压力。

(3) 在发生蒸汽流量增加过量的情况下,隔离蒸汽发生器的二次侧。

(4) 在蒸汽发生器管子泄漏时,隔离蒸汽发生器的二次侧以阻止放射性物质进一步扩散。

2.7.2.2 系统描述

主蒸汽系统共有四列完全一样的设备,分别对应四台蒸汽发生器。每列单独布置于互相隔离的厂房内。其中两列主蒸汽管道和阀门位于 SAB1 安全厂房内的上部空间,另外两列位于 SAB4 安全厂房内的上部空间。

主蒸汽供应系统每列包括一个主蒸汽隔离阀、一套大气排放装置(主蒸汽释放隔离阀和主蒸汽释放阀)、两个弹簧加载安全阀。

主蒸汽参数:

正常运行时,主蒸汽参数为:

——主蒸汽系统每列质量流量:694kg/s。

——主蒸汽压力:7.46MPa (74.6bar) /290℃。

——主蒸汽湿度不大于0.25%。

——主蒸汽在主蒸汽管道内流速:40~50m/s。

主蒸汽系统相关阀门参数:

主蒸汽系统相关的安全阀、大气释放阀和通向凝汽器的旁路阀的压力整定值和排放能力如表5.2-16所示。

表 5.2-16 主蒸汽系统每列管线有关阀门的技术参数

阀门	压力整定值	设计流量
一套安全阀 (含两个安全阀)	10.25MPa	满负荷流量的50%
大气释放阀	9.3MPa	满负荷流量的50%

由蒸汽母管通向凝汽器的蒸汽旁路阀,压力整定值为 8.71MPa,容量为满负荷流量的 50%。通过这些主要阀门的动作,可以对蒸汽发生器在超压情况下进行保护,通过旁路系统动作可以控制主蒸汽系统的压力,以避免主蒸汽排放装置动作;通过主蒸汽排放装置动作可以将主蒸汽系统的压力控制在设计压力(9.7MPa)以下,以避免安全阀动作;在两个安全阀同时动作的情况下,可以将系统的压力控制在 1.1 倍的设计压力以下(10.66MPa);在大气排放装置和一个安全阀失效的情况下,另一个安全阀可以将系统的压力控制在 1.2 倍的设计压力以下(11.62MPa)。总之,旁路系统、大气排放系统和安全阀的设计可以确保在任何情况下主蒸汽系统所承受的压力低于设计压力的 1.3 倍。

2.7.3 主给水系统

2.7.3.1 系统的功能

主给水系统的主要功能是向蒸汽发生器供水,并保证其水位,以确保相关设备稳定运行。通过快速关闭主给水系统的隔离阀,将主给水系统隔离,在发生 SGTR 事故时,可以减少蒸汽发生器的满溢量,并减少放射性物质的释放。

2.7.3.2 系统及设备的特性描述

主给水系统的设计容量为 735kg/s,高负荷流量调节阀的调节范围是设计容量的 0~100%,低负荷流量调节阀的调节范围是设计容量的 0~30%。

主给水系统的设备除了安全壳厂房内那部分,其他设备都布置在安全厂房 SAB1(1 和 2 环路)、SAB4(3 和 4 环路)的上半部分(16.8m 平台)。

2.7.4 应急给水系统

2.7.4.1 系统功能

应急给水系统在正常运行时不投入运行。当与蒸汽发生器给水相关的系统失效时,特别是在发生诸如丧失给水(主给水泵和启动给水泵故障)等事故时,应急给水系统投入运行确保向蒸汽发生器供水,并且与蒸汽发生器大气释放阀(或安全阀)一起作用将堆芯的余热排出,使电厂恢复并保持在某一安全状态。

2.7.4.2 系统及设备描述

应急给水系统包括四个相同序列,分别被四个安全厂房(SAB1~SAB4)隔离。

每个系列主要包括:一个储水箱、一台电动泵、一个调节阀及电动隔离阀。所有的这些设备都位于安全厂房 SAB 内。

发生给水管线破裂事故时,应急给水系统所能提供的水量是 1500t,包括从收到安注信号起,冷却到满足余热排除系统投入条件所需要的 1400t,加上给水管线破裂后 0.5h 的水损失所需要的最大补充量为 100t。位于 SAB2、SAB3 安全厂房中两个系列的储水箱的容量是 470m³,位于 SAB1、SAB4 安全厂房中两个系列的储水箱的容量是 520m³,其储水总量为 1980m³,满足设计要求。

应急给水系统的电动泵由四台大的柴油发电机进行应急供电。位于 SAB2、SAB3 安全厂房中两个系列的电动泵连接到 10kV 母线上,位于 SAB1、SAB4 安全厂房中的电动泵连接到 690V 母线上,另外还有两台小的柴油发电机作为 SAB1、SAB4 安全厂房中的电动泵的备用供电系统。

2.7.5 安全壳内主蒸汽管线和主给水管线破裂预防

2.7.5.1 概述

安全壳内主蒸汽管线和主给水管线防止破裂的技术措施主要是:在设计、选材、制造、无损检测等阶段保证建造质量,借鉴了同类电厂的运行经验并应用了先漏后破(LBB)

理论,同时采取在线监测等必要措施避免管线破裂事故的发生。

安全壳内的主蒸汽管线是安全级主蒸汽系统的一部分,包括四个相同的并实体隔离的系列,其边界为自蒸汽发生器限流器至位于安全壳外侧的管道固定点,而安全壳内主给水管线的边界为自蒸汽发生器进口至位于安全壳外侧的管道固定点。

管道的主要技术参数如表 5.2-17 所示。

表 5.2-17 安全壳内主蒸汽管线及主给水管线相关设计参数

参数	主蒸汽管线	主给水管线
设计压力(MPa)	9.7	9.7
设计温度(°C)	310	309
外径(mm)	762	508
内径(mm)	684	444
厚度(mm)	39	32
材料	碳钢	碳钢
总长度(m)	23.1	26.3
弯头、弯管数目	3	7
弯曲半径	1.5 倍公称直径(DN)	1.5 倍公称直径(DN)

注 在主蒸汽流程图中标明主蒸汽管线规格为 DN750。

2.7.5.2 破裂预防准则

破裂预防准则包括以下内容:安全壳内的主蒸汽管线和主给水管线破裂事故被定为设计基准事故;安全壳外发生的主蒸汽管线和主给水管线事故按 PCC4 事故考虑;采取措施防止超过 PCC4 事故的更严重事故的影响。以上三部分也可以看作是纵深防御准则的一部分。

防止破裂事故的发生,必须对运行条件有良好地预测,必须正确地确定相关负荷的运行条件,例如:运行的热瞬态(如汽液分离和两相流)、波动(由高流量或汽蚀导致)、腐蚀和侵蚀—腐蚀并存(例如流体滞留或高流速)以及虚假负荷现象(例如由流量不稳定和动态流体影响产生)等。并在设计中进行保守设计,在运行中进行严格监视。

主给水管线动态流动影响的预防措施:采用有固定坡度的管道布置;进行合理的排气设计;进行恰当的阀门设计(如关闭时间);设置止回阀。

主给水管线热应力的预防和监督措施:在启动时对管线进行预热;在蒸汽发生器管口处增设监测仪表。

腐蚀和侵蚀的预防措施:合理设计系统的运行条件;选择恰当的材料;降低蒸汽湿度;将蒸汽和给水的流速设计在合理范围内;设计合理的管道和阀门。

2.7.5.3 在电厂寿期内采取的监测措施

在线监测是预防破裂的冗余措施。EPR 采用了瞬态在线监测系统,例如在主给水管线上接近蒸发器入口处装有热电偶测量仪(用来记录温差层的影响)。主要内容如下:

(1) 对温度、压力和流量进行监测,对所有正常、异常和瞬态情况下的各种应力进行评估。

(2) 将每一个参数的瞬态监测结果与设计中所考虑的各种瞬态进行比较。

(3) 运行中各瞬态发生的次数必须限定在一定数目之内。对偏离设计瞬态的情况,应在应力和疲劳两个方面进行评估。

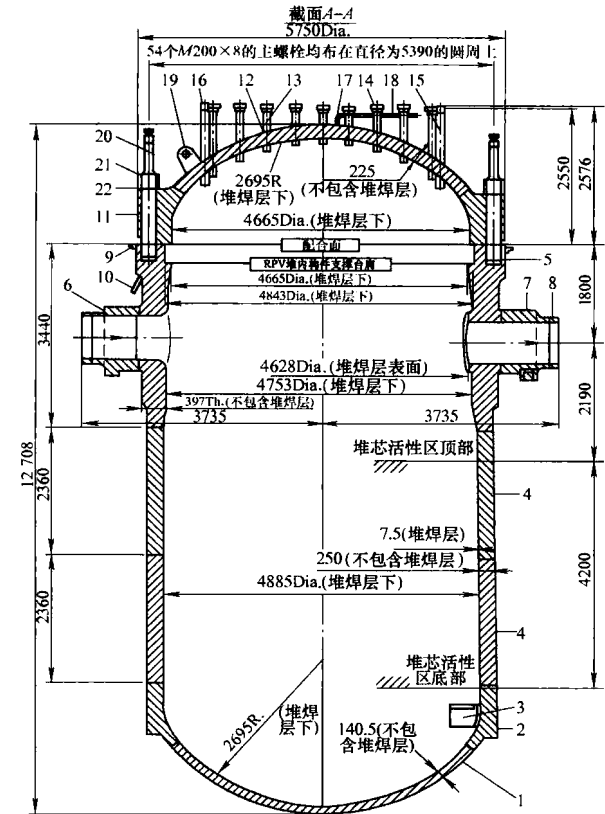
(4) 此外,在线监测还包括对管道周向焊缝的无损检测和缺陷评定。

3 EPR 的主设备

3.1 反应堆压力容器

3.1.1 描述

反应堆压力容器 (RPV) 由两部分组成: 反应堆压力容器本体和顶盖。两者间由紧固组件连接, 见图 5.2-8。



编号	数量	名称	编号	数量	名称
1	1	下封头	12	1	顶盖封头
2	1	过渡段	13	89	CRDM 管座
3	8	径向导向块	14	89	CRDM 管座法兰
4	2	堆芯段筒体	15	16	仪表管座
5	1	筒体管嘴及法兰段	16	16	仪表管座法兰
6	4	进口管嘴	17	1	排气管线管座
7	4	出口管嘴	18	1	排气管线
8	8	安全端	19	4	吊耳
9	1	外部密封台肩	20	54	主螺栓
10	1	引漏管	21	54	主螺母
11	1	顶盖法兰	22	54	垫圈

图 5.2-8 反应堆压力容器垂直剖面

EPR 反应堆压力容器本体由下述组件通过环焊缝组合在一起。

上部组件, 包括管嘴段和法兰段, 两者为一个整体锻件。

法兰段内表面经机加工形成一个支撑台肩, 用以支撑堆内结构。法兰上钻有与紧固螺栓相匹配的螺孔, 法兰顶部表面堆焊不锈钢。外部密封台肩焊接在法兰段的外表面上, 此台肩同堆腔密封环相连, 用以防止反应堆压力容器同堆腔底之间的泄漏。管嘴段上分布有八个用于安放主冷却剂管嘴的开孔。管嘴段和法兰段为一整体锻件, 管嘴段上开孔的补强

主要由壳体自身承担。管嘴段的下端厚度减薄, 同堆芯段厚度相同, 以利于两者间的焊接。管嘴是独立的锻件, 按设计位置焊到管嘴段筒体上。整个压力容器由周向分布在八个管嘴下面的支撑座支撑。支撑座同管嘴为整体锻件, 支撑座放置在支撑环上。

下部组件, 由两个堆芯段、一个过渡段和一个下封头组成, 它们通过环焊缝相连。

两个堆芯筒体段涵盖了堆芯活性区的高度, 在整个堆芯段范围内容器结构是连续的。过渡段介于堆芯段和下封头之间, 它为堆芯段和下封头提供了厚度的过渡。径向导向块焊在过渡段的内表面上。这些导向块确保了下部堆内构件的对中; 同时为堆芯提供了二次支撑功能, 可限制下部堆内构件失效这种假想事故的后果。

顶盖由相互焊接在一起的法兰和拱顶两部分组成。

顶盖法兰: 顶盖法兰是一个锻制的圆环, 上面开有紧固螺栓孔。法兰下表面堆焊不锈钢。

顶盖拱顶: 顶盖拱顶的几何形状为球体的一部分, 锻制而成。上面布有控制棒驱动机构、仪表和排气管线的管座。顶盖拱顶上可设置螺栓旋入后焊接和冷装后焊接两种形式的管座。

顶盖拱顶上焊接了四个装卸吊耳, 对称分布, 用于顶盖的吊装。顶盖相对于反应堆压力容器本体和堆内构件的对中和定位由堆内构件中的定位销来保证。

反应堆压力容器的内表面均堆焊了一层不锈钢。紧固组件 (包括螺栓、螺母和垫片) 以及本体与顶盖法兰面之间的密封环, 确保了顶盖和容器本体之间的连接和密封。

RPV 由支撑座支撑, 这些支撑座同管嘴为整体锻件。管嘴厚度的确定考虑了下述情况: 设计工况下 RPV 由四个管嘴支撑, 严重事故工况下, RPV 由八个管嘴支撑。反应堆压力容器主要设计参数见表 5.2-18, 其主要部件的壁厚见表 5.2-19。

表 5.2-18 反应堆压力容器设计参数

概况	
类型	四环路
控制棒驱动机构管座数	89
堆芯仪表管座数最大值	16
紧固螺栓数	54
设计工况和运行工况	
设计压力	17.6MPa. abs
运行压力	15.5MPa. abs
设计温度	351℃
RCS 热段温度	329.0℃
RCS 冷段温度	295.5℃
试验工况	
水压试验压力	23.4MPa. abs
水压试验温度	RTNDT+30℃
尺寸参数和质量	
容器筒体内径	4870mm
法兰外径	5750mm
管嘴外端面处的容器直径 (最大运输尺寸)	7470mm
容器下部组件的总高度 (法兰到下封头底部)	10 530mm
总高度, 包括顶盖和控制棒驱动机构管座	13 105mm
容器筒体壁厚	250mm
堆焊层厚度 (名义)	7.5mm
RPV 本体质量	405t
RPV 顶盖质量	115.5t
紧固螺栓、螺母和垫圈的质量	31.5t

表 5.2-19 压力容器的主要部位的壁厚

管座	23.5mm
顶盖拱顶	225mm
管嘴段	397mm
进口/出口管嘴: 补强区域内	180.5mm
补强区域外	68.5mm
安全端	76mm
堆芯段	250mm
下封头	140.5mm

3.1.2 设计基准

3.1.2.1 设计特点

(1) RPV 本体: 堆芯设计。

RPV 根据堆芯尺寸设计。堆芯由 241 个 17×17 的燃料组件组成。堆芯活性区高度为 4200mm。堆芯段筒体的设计准则是 RTNDT (EOL) $< 30^\circ\text{C}$ 。堆芯段筒体的内径为 4885mm。此直径同下述条件组合在一起, 得到的寿期末中子注量约为 $1.2 \times 10^{19} \text{n/cm}^2$ ($E > 1 \text{MeV}$):

1) 负荷因子为 0.9 时的 60 年使用寿命。

2) 使用 UO_2 燃料组件, 实施 IN-OUT 型燃料管理计划。

3) 堆芯由重反射层包围。

若采用 OUT-IN 型燃料管理计划, 60 年寿期末的中子注量将达到 $2.5 \times 10^{19} \text{n/cm}^2$ ($E > 1 \text{MeV}$)。但此时 RTNDT (EOL) 仍小于 30°C , 设计准则仍然满足。

(2) RPV 本体: 上部组件尺寸。

为了减少环焊缝的数量, 特别是厚壁筒体处环焊缝的数量, EPR 设计时考虑将容器法兰段和管嘴段一体锻造。管嘴被焊到轴向对称的凸台上, 凸台由筒体锻件本体加工而得。这种焊接结构便于焊接操作和探伤检查。为了减少入口管嘴的压降, 入口管嘴内孔为圆锥轮廓 (锥度为 6°)。为了在中破口 LOCA 情况下避免堆芯裸露或降低堆芯裸露后果, 在设计中对管嘴中心平面与堆芯活性区顶部平面间高度差进行了充分的考虑。为了限制 RPV 的整体高度并考虑采用法兰段和管嘴段一体化锻件的可能性, 管嘴中心平面至法兰配合面的高度被固定为 1800mm。

(3) RPV 本体: 下部组件设计。

下部组件包括: 两个堆芯段、过渡段、下封头。堆芯段的尺寸设计考虑了下列因素: 寿期末中子注量要求、燃料组件 (堆芯活性区) 所需要的高度和下部堆内构件。两个堆芯段涵盖了堆芯活性区的高度, 同时在厚度上无不连续性。下封头是球形体, 通过过渡段与堆芯段连接。下封头的内径同顶盖相同 (主要出于锻造考虑)。下封头上无贯穿件, 因而无需考虑厚度补强; 而且堆芯支撑板和压力容器底部的高度已被缩小 (出于限制安注箱容积的考虑)。过渡段提供了堆芯段和下封头之间的厚度过渡。径向导向块焊接在过渡段的内表面上。

(4) RPV 顶盖设计。

顶盖法兰的高度和厚度的设计考虑了钢锭的供货能力和法兰旋转的制约以及法兰和拱顶连接处的应力水平两个因素。顶盖同下封头的内径相同。顶盖拱顶的厚度是采用补强规则确定的。

3.1.2.2 接口

RPV 和其他设备之间的主要接口如下:

(1) RPV 和堆内构件间的接口。

RPV 法兰段上的支撑台肩——上部和下部堆内构件的法兰和定位销。

堆内构件支撑在 RPV 法兰段上便于换料操作期间上部和下部堆内构件的快速定位。由法兰段内侧加工形成的支撑台肩提供了堆内构件的支撑功能。顶盖及上部堆内构件同本体间的定位由位于本体法兰和顶盖法兰面的上定位销来保证。

出口管嘴——堆芯吊篮管嘴。

出口管嘴的内轮廓加工成凸台状, 热态工况下该凸台同堆芯围板之间的间隙变小, 将冷却剂旁路的流量限定在要求值。在冷态工况下, 该间隙足够大, 可确保下部堆内构件安全地从堆内提出。

下部径向导向块——径向支撑键和堆芯支撑板。

下部堆内构件的径向定位由径向导向块来提供; 径向导向块可允许堆内构件径向和轴向的微小热位移, 在事故工况下可起到限制堆内构件移动的作用。堆内构件的二次支撑功能也由径向导向块来提供。

(2) RPV 同控制棒驱动机构的接口。

控制棒驱动机构管座法兰——控制棒驱动机构耐压壳。

控制棒驱动机构管座由管段和法兰组成。法兰与控制棒驱动机构耐压壳的法兰通过螺栓连接。两法兰间的密封由金属密封环提供。

(3) RPV 和仪表组件间的接口。

RPV 气动钚球堆内测量系统和功率密度探测器管座法兰——气动钚球堆内测量系统耐压壳、RPV 水位测量装置和热电偶管座法兰——热电偶耐压壳。

仪表管座也由管段和法兰组成。管座法兰与热电偶组件、探测器组件之间采用螺纹连接方式。仪表组件和管座法兰间的密封通过焊接— Ω 环来实现。

(4) RPV 同混凝土堆腔间的接口。

反应堆压力容器允许堆芯装卸料和移出堆内构件操作。这些操作是在反应堆水池充满水的条件下实施的。必须采取措施以保证反应堆堆腔的密封性, 该密封通过堆腔密封环实现。密封环的一侧焊在容器法兰段的外部密封台肩上, 另一侧焊在反应堆堆腔衬里上。

3.1.3 材料性能

筒体、法兰、过渡段、管嘴和半球形封头的材料为 16MND5 或 20MnMoNi55。ETC-M MDS 1001 给出了上述两种材料的化学成分、机械性能和热处理方式, 两者非常接近。相近的热处理方式使得这两种材料的机械性能非常相似。20MnMoNi55 的许用应力 (任何温度下) 为 186MPa, 而 16MND5 的对应许用应力值为 184MPa。RPV 尺寸设计中, 所取许用应力值取上述两数据的低值。所有锻件的 RT0NDT 都应满足相应的规定。对于堆芯区的锻件, 应满足 $\text{RT0NDT} \leq -12^\circ\text{C}$ 。

RPV 的内表面堆焊了两层不锈钢, 第一层材料为 309L, 第二层材料为 308L。堆焊两层的目的是为了降低堆焊层表面的含碳量, 从而降低 RPV 消应力处理期间的敏化影响。为了避免氢致裂纹的出现, 堆焊操作时应进行预热, 整个焊接过程中应始终保持规定的温度, 直至焊后热处理开始实施。

紧固螺栓由高强度钢制造。其材料为 40NCDV7.03 或 26NiCrMo14 6。26NiCrMo14 6 的许用应力为 261MPa (350°C), 而 40NCDV7.03 的对应值为 239MPa。在 RPV 尺寸设计中, 所取许用应力值为两者中的低值。

安全端为 Cr-Ni-Mo 奥氏体不锈钢的锻件, 在 RPV 制造期间被焊在 RPV 管嘴上, 目的在于避免现场安装期间出现不相连金属间的焊接问题, 因为反应堆冷却剂回路管道材料

为奥氏体不锈钢。安全端管嘴的内表面和因科镍焊缝的内表面堆焊不锈钢。

管座和径向导向块材料为因科镍 690, 此种材料的热膨胀系数和许用应力都接近于基体材料, 并且对应力腐蚀裂纹不敏感。

3.2 反应堆冷却剂泵

3.2.1 反应堆冷却剂泵的描述

反应堆冷却剂泵为立式、单级混流泵, 其装配如图 5.2-9 所示。

反应堆冷却剂泵由水力单元、轴封和电动机这三个主要部分组成:

(1) 泵的水力单元包括泵壳、叶轮、导叶和吸入段。泵的其他部件包括泵轴、径向轴承、辅助轴承、热屏法兰及热交换器、主法兰、联轴节、电动机支架等。

(2) 轴封系统由串联布置的三道轴封和一道静止密封组成。第一道轴封为流体静力密封, 由液膜密封组件构成, 密封环的材料为氧化铝或氮化硅, 两端压差为 15.5MPa。第二道轴封为流体动力密封, 由表面摩擦组件构成, 正常运行时两端压差为 0.17MPa。第三道轴封结构同第二道轴封相同, 其承受的压差很小。第四道轴封(静止密封)的作用是在全厂断电或前三道轴封失效的情况下, 提供主泵停运期间的泵轴密封。

(3) 电动机是带有刚性轴、润滑油双向止推轴承、上下油润滑径向导向轴承和飞轮的防滴鼠笼式感应电动机。

反应堆冷却剂由吸入管嘴进入泵壳, 经吸入段、叶轮和导叶后, 由排出管嘴流出。泵壳是不锈钢整体铸件。叶轮通过“Hirth”型锯齿结构和螺栓固定在泵轴上。导叶由螺栓固定在热屏法兰底部。

由化学和容积控制系统(CVCS)提供轴封用的密封水, 将密封水注入热屏和轴之间的空间, 其一部分流量沿轴向向下流经热屏热交换器及辅助轴承最终进入反应堆冷却剂系

统; 剩余的流量沿轴向上流经密封系统。

设备冷却水系统(CCWS)为热屏提供冷却。在正常运行期间, 热屏限制了从热反应堆冷却剂传递给辅助轴承和密封系统的热量。此外, 如果出现密封注水丧失, 热屏在反应堆冷却剂进入密封系统区域前将它冷却到可接受的水平。

轴封系统为反应堆冷却剂和周围环境之间提供了一道压力边界。一旦第一道轴封失效, 第二道轴封能在主回路额定压力下工作一段时间, 以便主泵停运、停堆或启用静止密封。第三道轴封将来自第二道轴封的冷却剂导入排气疏水系统(VDS)。

主泵径向轴承位于导叶上, 属于流体静力轴承。辅助轴承同热屏热交换器位于同一高度, 属于流体动力轴承。辅助轴承是径向轴承的备用, 当在反应堆冷却剂系统的温度和压力瞬态造成径向轴承损坏时, 辅助轴承将投入使用。

电动机轴承由下部径向轴承、上部径向轴承和轴向止推轴承定位。所有这些轴承都是润滑油的。外置的上部轴承润滑油冷却器和内置的下部轴承润滑油冷却器由 CCWS 系统供应冷却水。

在主泵启动或停止前, 应启动顶轴油泵, 向止推轴承上、下侧注入高压油, 避免轴盘与轴瓦磨损。

电动机由空气冷却。为了检测定子的温度, 在定子绕组里设置了六个电阻式温度探测器。电动机顶部由一个飞轮和一个防反转装置组成。

电动机内部部件由空气冷却。在电动机转子端部上的内置叶片通过电动机罩壳上的冷却狭缝吸入空气。这些空气流过电动机后, 进入外置的水/空气热交换器, 由 CCWS 系统的冷却水进行冷却。

每台电动机安装有两台水/空气热交换器。热交换器的冷却能力必须保证电动机排出空气的温度保持稳定。其余的热量被导入安全壳, 由反应堆通风系统排出。

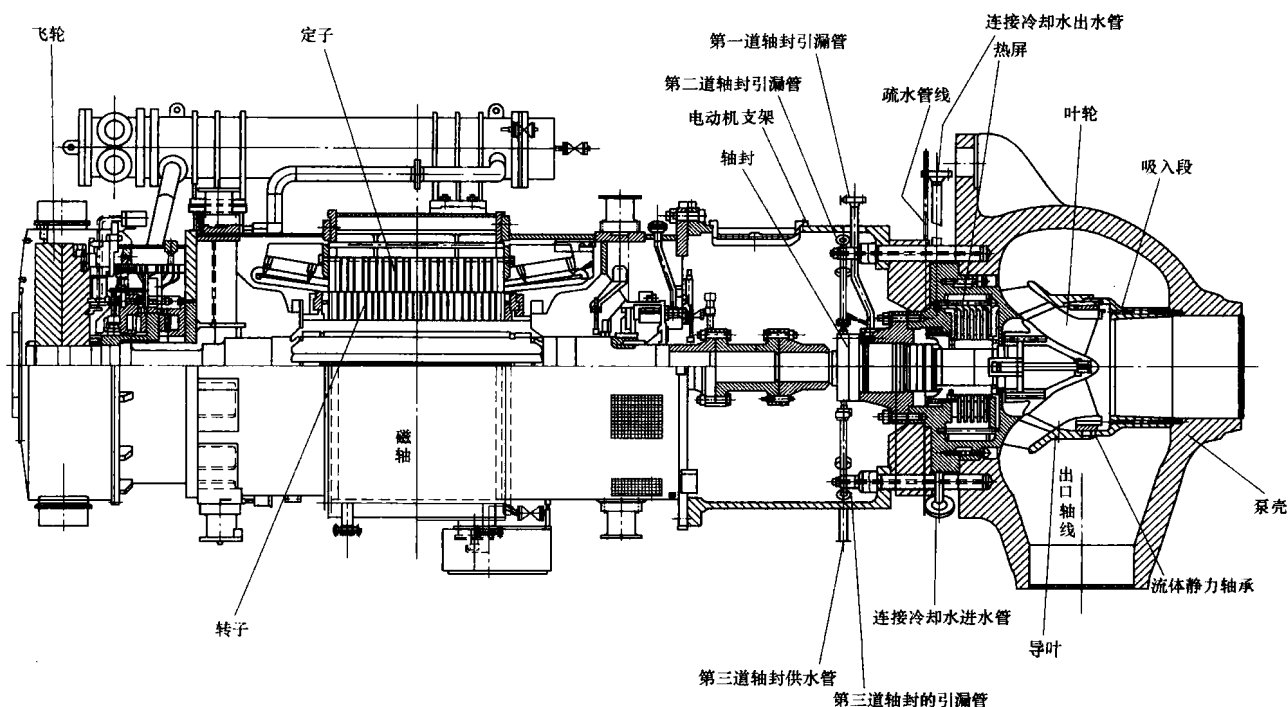


图 5.2-9 反应堆冷却剂泵总装配

3.2.2 泵性能的设计基准

反应堆冷却剂泵的主要设计参数列于表 5.2-20 中。

表 5.2-20 反应堆冷却剂泵设计参数

设计压力 (MPa)	17.6
设计温度 (°C)	351
泵组总高度 (近似值, m)	9.2
轴封注入 (m³/h)	1.8
轴封回流 (m³/h)	0.680
热屏冷却水流量 (m³/h)	9
稳态运行时热屏冷却水入口温度最大值 (°C)	35
流量 (最佳估算值, m³/h)	28 315
扬程 (对应于最佳估算流量, m)	100.2
吸入温度 (°C)	295.5
泵出口管嘴内径 (m)	0.78
泵吸入管嘴内径 (m)	0.78
转速 (近似值, r/min)	1485
干重 (包含电机支架, kg)	51 000
类型	防滴鼠笼式感应电动机, 空气冷却
额定功率 (kW)	8680
额定电压 (V)	10 000
相数	3
频率 (Hz)	50
绝缘等级	F 级
质量 (近似值, 不含水和油, kg)	50 900
泵组的旋转惯性 (kg·m²)	5600

反应堆冷却剂泵转子必须提供足够的惯性:

(1) 在电动机供电丧失的情况下, 必须将备用电源启动信号的触发时间推迟至失电发生 1s 以后。同时, 备用电源启动信号的触发和反应堆紧急停堆 (由主泵转速低信号触发) 之间的时间延迟必须大于 0.3s。

(2) 在反应堆紧急停堆 (由主泵转速低信号触发) 完成前, 主泵的情转必须能提供足够的冷却剂流量, 以保证具有足够的 DNB 安全裕度。

主泵的旋转惯性主要由安装在电动机轴上的飞轮提供。在全厂断电和设计基准地震同时发生的情况下, 必须保证主泵的情转能力仍能得以维持。

3.2.3 轴封系统安全评价

轴封系统由串联布置的三道轴封和一道静止密封组成。

EPR 反应堆冷却剂泵的轴封系统作了如下改进:

(1) 当余热排出系统 (RHRS) 连入时, 主泵处于低压运行状态。

(2) 在全厂断电情况下, 没有为轴封系统提供快速注入的后备系统, 当主泵停转后, 泵轴的密封由静止密封来保证。

第一道轴封实现了绝大部分压降。当 CVCS 无法提供注入水时, 轴封注入改由经热屏冷却的主冷却剂提供。第二道和第三道轴封用以实现剩余的压降。一旦第一道轴封失效, 第二道轴封将作为其备用投入运行。第一道轴封的失效由其引漏管线上的流量计来探测。第一道轴封失效后, 该引漏管线自动关闭; 电站以可接受的速率降低功率, 以允许该主泵停运; 主泵停下来后, 将反应堆停堆或投入静止密封并关闭

所有的其他引漏管线。

静止密封位于前三道轴封的上部。一旦泵停止运转, 低压空气将推动静止密封结构中的活塞环向上移动, 这将关闭泵轴和此活塞环之间的间隙, 形成一个金属-金属接触的密封面, 从而实现了泵轴的密封。随后, 所有的引漏管线关闭。静止密封的设计目标是确保在所有串联的轴封都发生失效和全厂断电 (CVCS 和 CCWS 供电同时丧失, 导致轴封冷却的丧失) 情况下不发生泄漏。静止密封的设计应保证:

1) 隔离由轴封连续失效所引发的泄漏。

2) 泵运转期间在静止密封意外关闭的情况下, 防止损坏轴封系统。

3) 在轴封失效过程中, 防止其自行关闭。

4) 投入后即应确保密封性, 直到反应堆冷却剂系统达到非常低的压力为止。即便失去了空气供应, 也应保证压力边界的完整性。

3.3 蒸汽发生器

3.3.1 描述

3.3.1.1 基本特征

EPR 蒸汽发生器主要由两个组件构成, 其中一个用于确保给水的汽化, 另一个用于所产生汽水混合物的机械干燥。设备垂直布置, 汽水混合物通过自然循环向上流动。给水通过给水环的倒 J 型管进入蒸汽发生器, 入口高于蒸汽发生器传热管束顶部。

轴向节能器的主要功能是将所有给水导入管束冷端, 并将 90% 再循环水导入热端。这是通过 U 型传热管段外围增加下述两部分来实现的: 双层围板, 位于给水和再循环水下降环行空间的冷端, 用以将给水导入管束的冷端; 二次侧隔板, 位于管板和第六块传热管支撑板之间, 用以隔分管束的冷端和热端。此外, 同上述两设计结构相对应, 蒸汽发生器内部给水分配系统 (给水环和 J 型管) 仅覆盖冷端围板的 180° 范围。

这种设计增强了一回路和二回路的热交换效率, 与相同热交换面积的标准蒸汽发生器相比提高了 0.3MPa 的蒸汽输出压力。

与其他类型的节能器设计不同, EPR 蒸汽发生器的设计有以下两个优点:

(1) 传热管束中没有直接横向流, 没有振动风险。

(2) 检查、维修的可达性没有受到影响。

表 5.2-21 给出了 EPR 蒸汽发生器的基本参数。

表 5.2-21 蒸汽发生器技术参数

参数	单位	数据
冷却剂流量	kg/s	5560
热负荷	MW _{th}	1232.5
入口温度	°C	330
出口温度	°C	294.9
运行压力	MPa _{abs}	15.5
总压头损失	MPa	0.384
换热面积对污垢和堵塞的裕度		
总裕度	%	10
堵塞	%	5
污垢	%	5
二回路运行参数		
饱和压力	MPa _{abs}	7.46
流量限制器下游蒸汽静压	MPa _{abs}	7.36

续表

参 数	单 位	数 据
出口蒸汽流量 (1%排污流量)	kg/s	694.1
蒸汽发生器出口湿度	%	≤0.25
给水温度	℃	230
设计工况		
一次侧		
设计压力	MPa. abs	17.6
设计温度	℃	351
二次侧		
设计压力	MPa. abs	9.7
设计温度	℃	320
试验工况		
一次侧水压试验		
一次侧压力	MPa. abs	22.9
二次侧压力	MPa. abs	0.1
二次侧水压试验		
一次侧压力	MPa. abs	0.1
二次侧压力	MPa. abs	14.0
试验温度		根据 ETC-M 确定
筒体最大外径 (不包括管嘴)	m	5.62
总高	m	24.359
传热管外径	mm	19.05
传热管壁厚	mm	1.09
传热管数量		5 980
材料		
传热管		合金 690TT/合金 800M
壳体		18MND5/20MnMoNi55
堆焊层 (下封头)		不锈钢
堆焊层 (管板)		Ni-Cr-Fe 合金
传热管支撑板		不锈钢(含 Cr 量为 13%)

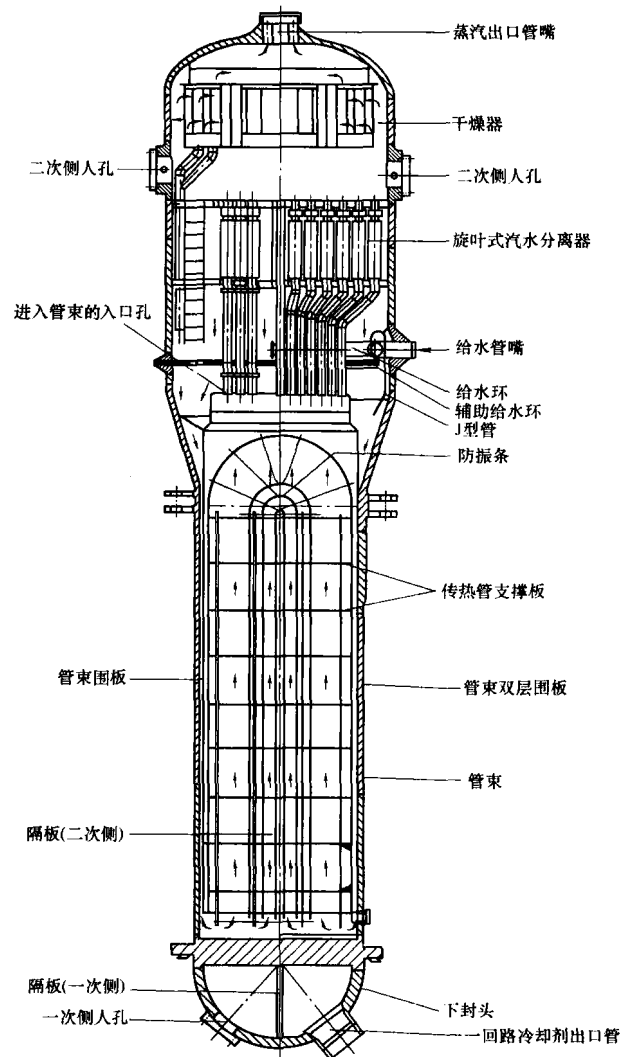


图 5.2-10 蒸汽发生器结构示意图

3.3.1.2 基本组成

EPR 蒸汽发生器主要由下部组件、上部组件两部分组成。图 5.2-10 给出了 EPR 蒸汽发生器的结构示意图。

(1) 下部组件。

下部组件包括：

1) 下封头。由一个半球形封头和管板组成。一回路分隔板将它分成两个隔室，一个与热段管道相连，另一个与过渡段管道相连。每个隔室包含一个与反应堆冷却剂系统相连的管嘴和一个允许在役检查和维修时通行的人孔。在换料期间，管嘴可以堵塞住，以便在下封头的每个隔室内执行检查和维修。

2) 二次侧壳体。由一个圆柱形壳体和一個圆锥形壳体组成，其下部设置了三个排放管嘴和八个用于在役检查和维修的手孔。

3) 管束。倒 U 型布置，可以在管内循环的反应堆冷却剂热量传递给二回路流体。它也是一回路和二回路之间的放射性屏障。管束以三角形定位布置。倒 U 型传热管的末端焊接在管板堆焊层上，焊后进行氦气检漏测试，然后进行管板全厚度范围内的液压胀管。

4) 管束围板。其作用是将蒸汽/水流通道的再循环水流通通道隔开，并在管束和耐压壳之间建立一个用于水流下降的环形空间。

5) 双层围板。位于冷端一侧，构成半环形给水流下降空间。

6) 二次侧隔板。焊接在管束围板上，分隔冷、热端管束，分布于管板和第六个传热管支撑板之间，组成“节能器”区域。该分隔板与管板的连接是密封的。

7) 九个传热管支撑板。其作用是以合适的间隔为传热管提供支撑，避免任何振动和磨损问题。

8) 导流板。被合适地设计以保证管束入口处流量分配均匀，并使管板上部低流速区域最小。

9) 三个贯穿孔复式接头。设计允许蒸汽发生器快速排空和持续排污。

(2) 上部组件。

上部组件（汽鼓）由一个圆柱形壳体和一個椭圆形上封头组成。椭圆形封头上设置了一个一体（没有任何焊缝）的蒸汽出口管嘴，管嘴上焊接了一个蒸汽流量限制器，可以限制蒸汽管道破裂事故中蒸汽发生器管束和内部构件所受到的冲击。

汽鼓配备有：

1) 主给水系统，包括主给水管嘴和给水集管。

2) 应急给水系统，该系统具有专门的入口管嘴，可将应急给水分配至冷、热两侧的环形下降空间。主给水和应急给水系统间的实体分隔以及相关的设计可以消除水锤威胁，

并使热分层的影响降至最低。

3) 汽水分离设备, 包括单级旋叶式汽水分离器 (与管束围板顶部相连) 和单级人字形干燥器 (安装在汽鼓上部)。

3.3.2 设计准则和设计目标

3.3.2.1 功能要求

蒸汽发生器执行如下功能:

(1) 使用反应堆冷却剂作为热源产生湿度不大于 0.25% 的蒸汽。

(2) 为蒸汽发生器二次侧提供持续热下泄能力。

(3) 提供二次侧水位的指示, 提供在热态零功率到满功率之间任何功率水平的水位自动控制。

(4) 提供反应堆冷却剂和蒸汽发生器二次侧之间的密封边界。

(5) 在反应堆停堆期间作为余热排出的第一选择。在正常运行工况下通过主给水或启动给水实现余热排出, 在事故工况下通过应急给水实现余热排出。

3.3.2.2 主要设计特点

额定功率下的蒸汽流量和压力: 蒸汽发生器是针对反应堆冷却剂特定的流量和温度进行设计的, 可在满功率下获得相应流量和压力的蒸汽。

运行能力: 除了堆芯冷却由余热排出系统或其后备系统执行的时间段外, 蒸汽发生器有能力执行所有 PCC1~PCC4 以及 RCC-A 事件所要求的功能。

蒸汽发生器水装量: 与下述系统的成功运行相配合, 蒸汽发生器所提供的最小水装量可确保所有与其设计准则相关的 PCC1~PCC4 和 RCC-A 事件得到有效缓解: 主给水系统、启动给水系统、应急给水系统、安注系统和稳压器安全阀。蒸汽发生器系统设计中提供了足够的二次侧水装量 (87.6t), 在所有给水系统 (正常、启动、应急) 完全失去的情况下, 可确保 30min 内蒸汽发生器二次侧不会干涸。

蒸汽发生器总容积 (过度给水要求): 蒸汽发生器作为二回路水供应系统的一个扩展容器使用, 可使得二回路蒸汽设备 (包括汽轮机) 在超量给水被合适隔离后免受液体流的影响。在一根或两根蒸汽发生器传热管双断剪切断裂的情况下, 由于中压安注 (MHSI) 泵的压头低于主蒸汽安全阀的压力整定值, 因此, 主蒸汽安全阀不会起跳, 而蒸汽发生器二次侧的容量又比较大, 在同时考虑一次侧和二次侧的隔离能力和 RCS 探测能力的前提下, 可以认为不存在蒸汽发生器发生满溢的风险。

汽水分离设备: 汽水分离设备设计成可以在包括汽轮机负荷阶跃变化和持续变化的正常运行工况下, 保证蒸汽发生器出口蒸汽的湿度不大于 0.25%。

蒸汽发生器相对反应堆压力容器的高度: 蒸汽发生器对应于反应堆压力容器安装的高程可以确保蒸汽发生器一回路侧可以排空以进行传热管检查和堵管, 而不会使反应堆压力容器内的水位低于反应堆堆芯或影响停堆冷却流量。蒸汽发生器下封头出口和入口管嘴处的隔离装置可以为换料期间下封头内部的检查和维修提供便利。对于充满水的换料水池和燃料转运通道所产生的静压以及可产生动压的预期瞬态, 隔离装置的设计结构有足够的承受能力。

蒸汽发生器疏水: 蒸汽发生器的一次侧和二次侧都装有疏水装置。蒸汽发生器的几何尺寸和疏水位置可以确保停运的蒸汽发生器在静压作用下 8h 完成一次侧和二次侧的排空。疏水系统的设计可以为蒸汽发生器在包括热备用在内的任何温度下提供排空的能力。运行状态下的蒸汽发生器疏水能力由连续排污系统提供。

二次侧清洗: 蒸汽发生器二次侧的下部结构使积聚在管板低流速区域的污泥能得到冲洗。

主蒸汽管道设计基准: 蒸汽管线支撑可承受所有的静态和动态 (包括地震) 设计载荷。此外, 对于在蒸汽管线充满水这一可能的工况下管道所承受的静载, 支撑设计时也予以充分的考虑。

3.3.3 热工水力设计

3.3.3.1 热工准则

蒸汽发生器的设计确保了运行期间不会发生结构振动和蒸汽—水界面的水位振荡。

再循环倍率定义为通过管束的总流量与蒸汽发生器出口的蒸汽流量的比值。当蒸汽发生器满功率运行时, 该倍率的值为 3.4。这个值的选取兼顾了尽可能提高蒸汽干度和保持蒸汽发生器稳定运行两方面的要求。该比率值的选用使得汽轮机跳闸或反应堆紧急停堆瞬态工况下的水位变化最小, 从而优化了蒸汽发生器瞬态行为, 同时减少了管板上的低流速区域范围。

湿度随着负荷上升而线性微增, 当达到一个被称为“突破点”的值后, 将快速增加。由于干燥器组件采用了合适的设计, 即使蒸汽发生器负荷超过了额定值, 仍可将出口管嘴中蒸汽的湿度控制在 0.25% 以下。

3.3.3.2 热工设计

传热管外径 (19.05mm) 的选择符合当前的国际标准, 在紧凑性、振动行为和可制造性方面都有很好的适宜性。传热管呈等边 (27.43mm) 三角形排列, 结构紧凑; 即使采用传统的清污技术, 也可以获得良好的清污效果。

对于在满功率和特定的反应堆冷却剂流量和温度条件下是否能得到预期蒸汽流量和压力的验证工作, 是使用经过鉴定的物理模型和数学关系式进行的, 并在 CHOOZ 电厂得到了确认。

蒸汽—水界面上不会发生水位振荡已通过经鉴定的模型得到证实。水位振荡消除的主要原因是再循环回路中单相压降和总压降的比值选择恰当。

3.3.3.3 水力设计

水力设计的目的在于得到: 蒸汽发生器二次侧可接受的流量分布, 该流量分布与污泥沉积、腐蚀—侵蚀和管束振动等风险关系密切; 满足热阱要求的二次水装量。

为了降低二次侧的泥状沉积物累积以及与之相关的应力腐蚀风险, 应尽可能减少低流速区域范围, 尤其是在管板上部的。通过对流阻装置和流量分配板进行合适的设计, 可达到减少低流速区域的目的。设计分析表明, 很少的传热管 (小于 80 根) 在运行中会受到污泥沉积的影响, 并且这些传热管均靠近管束的中心, 排污系统的吸入口便设置在此区域。这些措施同二次侧的水化学处理措施一起, 将二次侧的污泥积累降至可接受的水平。

由于对给水分配系统、传热管支撑板和分隔设备的材料选择进行了充分的考虑, 估计运行中不会出现特殊的腐蚀—侵蚀问题。

分析表明, EPR 蒸汽发生器一次侧管束出口处传热管间的温差 (ΔT) 最大值为 5℃, 同具有相近管束几何尺寸和运行参数但没有节能器的自然循环蒸汽发生器相当。该 ΔT 主要来自管束中内、外管束的长度差异。

3.3.3.4 管束振动

在蒸汽发生器设计中, 对机械振动或流致振动引发传热管失效的可能性应予充分评价。此项评价包括传热管支撑系统的详细分析以及传热管振动模拟试验的扩展研究。

3.3.4 材料及其性能

EPR 蒸汽发生器所有压力边界的材料选择和制造均符合 ETC-M 第Ⅱ卷的要求。

传热管的材料有两种选择：合金 690TT 和合金 800M。这两种合金目前被广泛用作传热管的制造材料。由于这两种材料具有相同的机械性能和导热性能，因此它们在蒸汽发生器设计中可以互换使用。

3.4 反应堆冷却剂管道

3.4.1 描述

EPR 反应堆冷却剂管道包括主管道、波动管线和稳压器喷淋管线，它们属于反应堆冷却剂系统的一部分。主管道将反应堆压力容器内的主冷却剂送入蒸汽发生器，然后再通过主泵，把这些冷却剂泵回反应堆压力容器。波动管线的一端连在 3 号环路的热段，另一端连在稳压器上。波动管的设计可避免流体在稳态运行时的分层。

四个主环路中的每一环路都包括：一个热段（HL）、一个过渡段（UL）、一个冷段（CL），其示意图如图 5.2-11 所示。每一段上都布置有用于辅助系统和仪表管线连接的管嘴和接管。每一个热段（从反应堆压力容器到蒸汽发生器）由包括长度不等的三个直管段的整体锻件和一个弯头段组成；每一个过渡段（从蒸汽发生器到主泵）由三段整体锻件组成，每个整体锻件又包括两个长度不等的直管段和相应的弯头组成；每一个冷段（主泵到反应堆压力容器）由一个直管段和包括一个直管段和一个弯头的整体锻件组成。

3.4.2 部件设计（管嘴和套管）

3.4.2.1 基本设计

作为设计基准，热段、冷段和过渡段都由锻件制成。与主管道相焊接的低合金钢设备在制造厂已完成了设备和安全端之间的异种金属焊，因此任何连接管线和主管道之间的焊接都是同种金属之间的焊接。

3.4.2.2 管嘴设计

(1) 大管嘴（DN>150mm）：这些管嘴和主管道是一个整体，它们由锻件加工而成。

(2) 小管嘴（DN<150mm）：小管嘴同主管道采用焊接的方式相连接。

(3) 热套管：如果疲劳分析表明管嘴的累积损伤系数超出了 ETC-M B 3000 的相关准则，就需要安装热套管以对管嘴提供保护。套管的加工和焊接是在制造厂内实施的。管嘴的疲劳分析将在详细设计阶段进行。

3.4.3 尺寸计算

主管道、波动管、整体管嘴以及焊接管嘴的尺寸计算根据 ETC-M B 3000 进行。对于主管道而言，补强区位于管嘴侧，不应在管道侧进行补强。直管段的厚度和弯管外侧区域的厚度应根据 ETC-M B 3600 确定。设计中增加了弯管外侧区域的厚度以将内部应力降到一个合适的水平。同时，应根据 ETC-M B 3600 中的开孔补强规则对管道上的一体式管嘴进行设计校核。

EPR 主管道的设计采用先漏后破（LBB）的设计概念。

3.4.4 应力分析

应力分析所采用的载荷组合取决于所考虑的运行工况以及所依据的验收准则级别。应力分析计算根据 ETC-M B3600 和 B3200 进行。

已对管道、弯头和管嘴进行的简化应力分析表明，主冷却剂管线上所有区域都满足 ETC-M 中的一次应力接受准则和二次应力接受准则。

对于疲劳分析，目前已完成了与 N4 机组的比较分析。通过对几何尺寸、热载和循环次数的比较分析，可得出下述结论：绝大部分区域的累积损伤系数都小于 0.5。然而，如果详细设计阶段的最终计算表明，降低连接管线管嘴的损伤系数是必须的，那就应加装热套管。CVCS 的管嘴是应重点关注的对象。

3.4.5 管道材料和运行相容性

3.4.5.1 基体材料

(1) 主管道优化设计（无应力集中、确保在役检查的可达性）完成后，通过选用合适的基体材料，可确保管道与运行环境的相容性。

(2) 所有管段、管嘴和弯头都由低碳奥氏体不锈钢（Z2 CN 19.10 N2 或 Z2 CND 18.12 N2）锻件制成。

对于主管道，只能选用一种规格的材料，即 Z2 CN 19.10，需对其含氮量进行控制；对于波动管，除 Z2 CN 19.10 外，还可选用另一规格的材料 Z2 CND 18.12，同样需控制含氮量；焊接管嘴的材料选用 Z2 CND 18.12。

3.4.5.2 机械性能

ETC-M MDS 3002 中给出了主管道和波动管基体材料的技术条件。

必须对车间制造和现场安装期间所使用的焊接填充材料进行评定。根据填充材料评定的接受准则，填充材料的机械性能应不低于基体材料的相应要求。

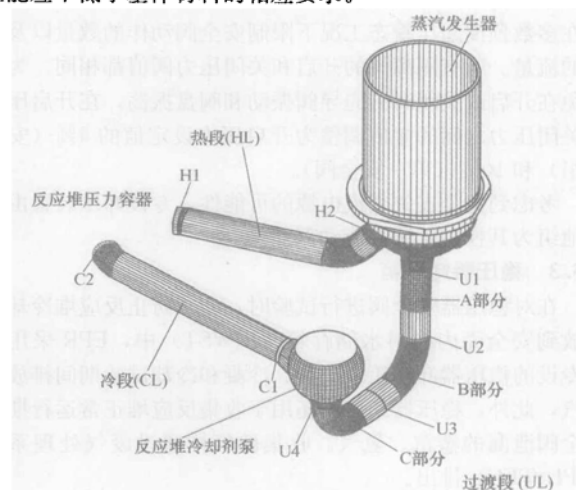


图 5.2-11 EPR 反应堆主管道

3.5 稳压器

3.5.1 设计描述

稳压器是一台由一个立式筒体段和上、下半球型封头组成的承压容器。它由低合金钢制成，在稳压器内部与反应堆冷却剂接触的壁面上覆有奥氏体不锈钢堆焊层。上封头由一整块低合金钢热压成型，上面安装有三个连接安全阀的管嘴、一个连接专设卸压装置的管嘴、一个可以进入稳压器内部的人孔和一个排气管嘴。中间筒体段由三段锻造壳体组焊而成，上面安装有汽相仪表管嘴、支撑托架、两个主喷淋管线的管嘴（与主回路两个冷段相连）、一个辅助喷淋管线的管嘴（与化学和容积控制系统相连）。下封头由一整块低合金钢热压成型，上面安装有轴向波动管管嘴、水相仪表管嘴和电加热器套管。在下封头波动管进口处安装有一个筛网，目的是防止稳压器内松动部件进入主回路。稳压器的下部垂直布置了多根电加热器组件。稳压器的设计满足 60 年设计寿命的要求。

3.5.2 稳压器专设卸压装置

在稳压器与公用集管之间, EPR 设计有三条反应堆超压保护管线, 每条管线采用两个相同的安全阀串联成安全阀组的方式, 或者采用一个安全阀的方式来确保反应堆冷却剂系统的超压保护功能。在每条管线的入口, 焊接有一个集流装置收集冷凝水以形成水封, 防止氢气通过阀座泄漏。

安全阀组的工作原理是: 布置在前面的安全阀称为保护阀, 超压保护功能由其承担; 布置在后面的安全阀称为隔离阀, 它在正常运行时打开, 在保护阀因故障未能关闭的情况下起隔离作用; 这两个安全阀都带有一个弹簧加载的先导装置。如采用单一安全阀的方式, 则该安全阀配有两个并联的先导装置。每个安全阀(组)在绝对压力为 17.6MPa 时饱和蒸汽的排放能力为 300t/h。

反应堆冷却剂系统在热态工况条件下发生超压瞬态(PCC 或 RRC-A), 当稳压器压力达到安全阀起跳整定值时, 安全阀自动动作。反应堆冷却剂系统在冷态工况条件下发生超压瞬态(PCC)时, 为防止反应堆压力容器发生脆性断裂, 稳压器安全阀〔至少两个安全阀(组)〕自动打开。当需要 feed-bleed 模式运行或在 PCC 工况下需要对反应堆冷却剂系统进行卸压时, 操作员在主控室手动操作, 使稳压器安全阀在电磁力作用下打开。

在三条超压保护管线中, 1 号保护管线保护阀的开启压力低于其他两条管线保护阀的开启压力, 这样设计目的是为了在多数预期超压瞬态工况下限制安全阀动作的数量以及排放的流量。所有隔离阀的开启和关闭压力阈值都相同。为了避免在开启或关闭时的先导阀振动和阀盘振荡, 在开启压力和关闭压力之间的差值调整为开启压力设定值的 6% (安全阀组) 和 10% (单一安全阀)。

考虑到完全丧失交流电源的可能性, 专设卸压装置由蓄电池组为其控制系统和能动部件供电。

3.5.3 稳压器卸压箱

在对稳压器安全阀进行试验时, 为了防止反应堆冷却剂排放到安全壳内换料水箱(IRWST)中, EPR 采用一个专设的稳压器卸压箱来收集、冷凝和冷却试验期间排放的蒸汽, 此外, 稳压器卸压箱还用于收集反应堆正常运行期间安全阀泄漏的蒸汽、氢气。收集的气体通过废气处理系统(KPL/TEG)排出。

卸压箱的主要设计参数如下:

设计压力为 2.5MPa。

初始运行压力为 -0.08MPa。

最终运行压力(最大值)为 1.05MPa。

设计温度为 224℃。

初始运行水温为 40℃。

最终运行水温(最大值)为 150℃。

容积为 40m³。

初始运行水容积为 31m³。

初始运行气体容积为 9m³。

爆破片爆破压力为 2MPa。

3.6 主设备支撑

EPR 主设备支撑的设计是基于 N4 的设计规则, 考虑到断裂防止概念的実施和严重事故缓解的要求, 设计上进行了一些调整。

设备支撑是结构钢焊接组件。反应堆压力容器支撑和稳压器下部支撑使用的是板型结构。所有的其他支撑所采用的则是线型结构(拉伸/压缩杆件、支撑柱和阻尼器)。

除了蒸汽发生器上部支撑和稳压器下部支撑外, 支撑结构与被支撑部件的连接是非整体的。采用的连接方式为螺栓连接或压靠式连接。支撑通过锚固螺栓或支撑柱同混凝土连接在一起。因为存在制造和安装公差, 支撑结构留有足够的调整量以保证良好的对中和配合, 调整通过混凝土二次灌浆和添加金属垫片实现。

4 EPR 安全壳系统

4.1 安全壳系统

4.1.1 系统功能

EPR 是双层安全壳设计, 而且在安全壳的设计中不但考虑了设计基准工况 PCC1、PCC2、PCC3 和 PCC4, 还考虑了严重事故工况 RRC-A、RRC-B, 保证实现安全壳的包容功能。EPR 双层安全壳实施包容功能的结构和系统主要有:

(1) 钢筋混凝土底板。

(2) 内层安全壳、外层安全壳和它们之间的环形空间(环形空间称为环廊), 环廊保持负压, 目的是收集内层壳可能的泄露, 经过过滤处理后, 通过烟囱排放到周围环境中。

(3) 实现隔离、泄漏的滞留和控制功能所需要的系统。

(4) 保持安全壳内部大气的压力和温度低于与安全壳的密封和结构的完整性相匹配的某一限值内所需要的系统。

4.1.2 安全壳密封要求

4.1.2.1 安全壳设计泄漏率

内层安全壳在设计压力下允许的最大泄漏率低于 1%/d (体积比)。在正常运行期间, 安全壳环廊保持负压, 收集安全壳的泄漏, 经过过滤后排放。应急过滤器的滞留效率可以达到: 元素碘 99.9%; 气溶胶(包括夹带碘) 99.9%; 有机碘 99%。从滞留效率可以看出, 对于所有的 PCC 工况所造成的放射性后果完全可以满足放射性限值的要求; 对于 RRC-A, 也能满足准则要求。

安全壳设计压力是 0.53MPa abs, 也是安全壳的试验压力。严重事故下, 这一设计压力确保 12h 内不需要安全壳热导出系统投入运行。在设计上, 假定大量氢的产生和向安全壳的释放不是瞬时完成的, 而是作为严重事故不同事件序列时间的函数, 安全壳能够对付 100% 燃料包壳—水反应产生氢的影响。在严重事故情况下, 能够确保安全壳的完整性和密封性, 甚至在低压堆芯熔化事故时, 积聚在安全壳内大量的氢发生爆燃, 也能保证安全壳的完整性和密封性。

4.1.2.2 防止安全壳内流体泄漏(底板)的要求

反应堆厂房底板绝大部分是安全壳内换料水箱(IRWST)和熔融物扩展区, IRWST 具有密封衬里, 扩展区也是密封的, 而且在底板和反应堆内部结构之间的界面都设有密封层。因此, 在事故情况下可以防止安全壳内流体的泄漏。

4.1.2.3 防止安全壳旁通(贯穿件局部泄漏)的要求

对于设备和人员进出需要打开的设备闸门和空气闸门, 都具有泄漏收集的密封系统。

对于管道贯穿件, 贯穿内层安全壳的第一道贯穿件泄漏排放到环廊内, 经过过滤排放。由于环廊内是负压, 贯穿外层安全壳的第二道贯穿件不会向外泄漏。

通常情况下, 对于 HVAC 系统和其他流体系统一般是双隔离阀, 一个位于安全壳内, 一个位于安全壳外。贯穿安全壳的所有流体系统, 安全壳隔离阀预先设定好, 或者处在锁定的关闭状态, 或者可以自动隔离(除了缓解事故时使用

的系统,如安注系统)。

4.1.2.4 安全壳隔离的要求

为了确保安全壳的包容功能,在一些特定的情况下,需要优先保证安全壳的隔离。

一旦探测到一回路冷却剂放射性水平高,必须关闭下列管线的安全壳隔离阀:

- (1) 化容系统(CVCS)的下泄管线。
- (2) 主泵轴封水回流管线。
- (3) RCS取样管线。
- (4) 核岛排风和疏水管线。

如果通过热交换器与一回路相关联的管道内放射性高(如发生蒸汽发生器传热管断裂事故),需要立即从一次侧或二次侧隔离受影响的热交换器。

如果安全壳内大气的放射性高,在安全壳大气内开口的管线必须关闭。一旦发生LOCA,除了安注系统、CVCS上充管线、轴封水注入管线、二次侧的热导出系统(主给水系统、应急给水系统、主蒸汽释放、主蒸汽旁通系统)管线外,所有贯穿安全壳的管线都要进行隔离。

在严重事故情况下,随着事故的进程,需要隔离安注系统和二次侧热导出系统。对于安全壳热导出系统(CHRS)在安全壳外的再循环环路,需要特殊的密封、隔离和通风要求。

4.1.3 安全壳设计基准事故及假设

EPR安全壳设计考虑的事故包括大破口事故(LB-LOCA)、主冷却剂管道冷管段双端断裂事故(2A-LOCA)、主蒸汽管道破裂事故(SLB)和严重事故。

4.1.3.1 大破口事故(LB-LOCA)

LB-LOCA的典型事故是稳压器波动管完全破裂,考虑在这样事故情况下,向安全壳的质能释放(MER)。计算使用CATHARE SB程序和IB-LOCA方法,并且使用安全壳响应程序COCO与CATHARE耦合计算,可以得到更加精确的质能释放结果,将RCS的响应和安全壳的响应同时进行计算。

按照保守的假定,安全壳的初始压力和IRWST的温度取最大值,安全壳的容积、IRWST容积和大气/水的传热系数取最小值。

4.1.3.2 主冷却剂管道冷管段双端断裂事故(2A-LOCA)

事故分析采用CATHARE 2V1.3L计算程序,安全壳压力计算使用COCO程序,两个程序交互运行,将RCS的响应和安全壳的响应同时进行计算。

4.1.3.3 主蒸汽管道破裂事故(SLB)

在所有关于二次侧的PCC事故中,对于安全壳载荷最不利的情况是安全壳内主蒸汽管道双端断裂。

对主蒸汽管道破裂事故的计算使用THEMIS程序,计算通过受影响SG破口的质能释放,在MSIV关闭前,还计算三个未受影响SG通过主蒸汽联箱的质能释放。在受影响SG的MSIV关闭故障时,还要考虑向主蒸汽联箱的排放。

相应最不利事故工况,事件序列见表5.2-22。

在受影响SG烧干时(323s),向安全壳释放的蒸汽质量是1910t;应急给水隔离时(1803s),向安全壳释放的蒸汽质量是2735t。

4.1.3.4 严重事故情况下的质能释放

严重事故情况下,向安全壳的质能释放分为两个阶段:压力容器内阶段、压力容器外阶段。一般压力容器失效发生在事故后9000s。

表 5.2-22 主蒸汽管道双端断裂事故序列

事 件	发生时刻 (s)
主蒸汽管道双端断裂	0.0
蒸汽发生器压降 $>\max 1$	2.0
控制棒开始落棒	3.2
受影响的蒸汽发生器(SGa)压降 $>\max 2$	5.2
主蒸汽管线隔离	7.9
主给水管线隔离	16.1
稳压器低压力触发SIS动作	69
受影响SG烧干	323
应急给水隔离	1803

事故的计算参见事故分析部分。

4.1.4 安全壳设计基准事故分析结果

4.1.4.1 稳压器波动管破裂事故时安全壳的温度和压力

稳压器波动管破裂事故是典型的LB-LOCA,破裂发生在波动管与热管段的连接处。计算分析表明,事故工况下安全壳的最大压力和温度(24h内)分别是0.45MPa和177℃,小于安全壳设计压力和设计温度。

4.1.4.2 2A-LOCA事故时安全壳内的温度和压力

2A-LOCA指RCS冷管段双端断裂,该事故既不是PCC4事故,也不是RRC-A事故,但在安全壳设计时需要考虑。计算2A-LOCA事故使用现实的假设,然而安全壳压力和温度的计算使用保守的假设。计算分析表明,2A-LOCA事故时安全壳最大压力和温度(24h内)分别是0.43MPa和182℃,小于安全壳设计压力和设计温度。

4.1.4.3 主蒸汽管破裂时安全壳内的温度和压力

主蒸汽管破裂事故指主蒸汽管道的双端断裂(2A破口),该事故是PCC4事故。对于安全壳压力最不利的初始条件和假设是2%满功率(SG液位是0%满功率水平),受影响SG的主蒸汽隔离阀(MSIV)关闭故障。计算的结果表明温度和压力有两个峰值,分别是:

第一个峰值在324s,对应于受影响SG的卸压,压力和温度的最大值分别是0.52MPa和183℃。

第二个峰值在1800s,对应于受影响SG的应急给水隔离,压力和温度的最大值分别是0.45MPa和135℃。

30min以后,没有更多的质能向安全壳内释放,安全壳内的能量通过本身的结构导出。在事故后24h,安全壳内的压力和温度降到0.13MPa和61.3℃。

4.2 环廊通风系统

4.2.1 系统功能

安全壳环廊通风系统(EDE/KLB)执行安全功能,限制放射性释放到环境中去。执行的安全功能描述如下:

- (1) 保持安全壳环廊负压,收集安全壳的泄漏。
- (2) 通过高效微粒过滤器(HEPA)和碘过滤器的过滤,将泄漏由烟囱排出。
- (3) 延迟放射性产物释放,减少放射性裂变产物。

4.2.2 设计基准

4.2.2.1 安全壳环廊内保持负压

- (1) 正常运行期间,保持的负压值是2300Pa。
- (2) 在设计基准事故期间,保持最小的负压值是620Pa。
- (3) 在严重事故期间,如果所有的风机都不可用,达到

环廊内压力与外部大气压力平衡至少有 6h 的宽限期。6h 之后, 可以通过过滤装置进行过滤。

4.2.2.2 安全壳的泄漏率

(1) 在安全壳设计压力 (0.65MPa 绝对压力) 下, 内层安全壳最大泄漏率是安全壳容积的 1%/d。

(2) 在环廊负压为 620Pa 时, 从外层安全壳向环廊的最大泄漏率是整个安全壳容积的 0.2%/d。

(3) 在正常运行期间, 系统主要用来抵消来自外层安全壳的泄漏, 内层安全壳的泄漏是非常微小的。

(4) 在设计基准事故和严重事故期间, 系统将抵消来自内、外层安全壳的所有泄漏。其数值参见表 5.2-23。

表 5.2-23 安全壳泄漏率

状 态	内层安全壳泄漏率 (标准状态, m ³ /h)	外层安全壳泄漏率 (标准状态, m ³ /h)	环廊内负压值 (Pa)
严重事故	36	23	1550/74℃
PCC 事故	110	10	620/74℃
正常工况	0	34	2300/20℃

4.2.3 系统描述

环廊通风系统包括:

(1) 两个实体隔离的 100% 安全系列, 每个系列包含一台高效微粒过滤器 (HEPA) 和碘过滤器。

(2) 一个 100% 运行系列, 该系列不带有元素碘/有机碘过滤器, 只有 HEPA 过滤器。

HEPA 和碘过滤器的效率取决于放射性向环境释放的限值。

环廊通风系统的风机设计满足环廊在各种情况下负压的要求, 考虑到内、外安全壳的泄漏。

4.2.4 系统的运行

4.2.4.1 正常运行

在电厂正常运行期间, 运行系列连续运行, 保持环廊负压。空气经过过滤通道进行全部处理, 但没有碘捕捉, 然后通过烟囱释放。

4.2.4.2 PCC、RRC-A、RRC-B 事故工况

在 PCC、RRC-A、RRC-B 事故工况下, 运行系列通过电动气闸隔离, 切换到两个安全系列。通过启动安全系列上的风机, 安全系列功能自动投入。

4.2.5 安全评估

具有碘过滤器的两个安全系列满足单一故障准则, 而且彼此隔离, 发生内部灾害时, 能够保持系统可用。系统由燃料厂房提供外部灾害防护。

由于延迟释放功能是安全停堆状态的一部分, 因此, 系统安全系列是 F1B 类系统。系统正常运行部分是 NC 类。运行系列的自动隔离是 F1A 类。所有 F1 类部件都是抗震 I 类。

4.3 安全壳隔离系统

安全壳贯穿件主要有机械贯穿件、电气贯穿件、设备闸门、气闸和燃料传输通道。EPR 的这些隔离系统的隔离原则与传统 PWR 相同。

4.4 可燃气体控制

安全壳内可燃气体控制系统的主要功能是:

(1) 在 PCC4 事故长期阶段, 去除由于辐照分解产生的可燃气体混合物。

(2) 严重事故情况下, 避免由于可燃气体快速燃烧或爆燃造成安全壳失效的风险。

4.4.1 严重事故氢气控制要求

(1) 依据包络的现实事故进程, 局部氢浓度不超过 10% (体积比), 防止发生局部的快速氢燃烧, 防止氢燃烧转变成为对安全壳可能造成严重损坏的爆燃。

(2) 堆芯所有锆材料氧化最大可能的产氢量, 低于点燃限值的条件下, 在 12h 内去除。

(3) 安全壳能够承受实际可能产生的氢气发生大体积燃烧造成的影响 (保持密封性)。

4.4.2 氢气控制措施

EPR 在设备间和穹顶共设置了 47 个氢气催化复合器。催化复合器的布置设计能够使其在工作时能促进安全壳内气体的整体对流。复合器主要布置在设备间, 能够支持整体对流, 使大气均匀化, 降低局部氢浓度峰值。一些复合器布置在穹顶。复合器布置在容易到达的位置, 以方便可能的维修。

为降低 IRWST 的氢风险, 在安全壳的布置上采取如下措施:

(1) 从环形腔室向 IRWST 疏水的通道上使用回路密封, 防止通过 IRWST 的交叉对流 (氧气流入)。

(2) IRWST 分成两个腔室, 而气空间分成四个腔室, 防止平行的燃烧过程直接相互作用。

(3) IRWST 内喷淋器的布置能够使释放的氢气从四个出口均匀排出, 以便减小燃烧导致的局部热负荷。

尽管上述措施是对付严重事故的, 但也能对付 PCC4 事故工况辐照分解产生的氢气。

4.5 底板保护

4.5.1 底板保护的原理 (严重事故)

EPR 底板保护的概念是: 将堆芯熔融物展开到一个较大的区域 (展开区) 内, 并且从上面用水冷却, 以保持安全壳的完整性。展开区与反应堆的堆坑是分离的, 主要基于以下的原因:

(1) 将承载功能 (堆坑) 和冷却功能 (展开区) 分开。

(2) 在反应堆厂房内布置一个腔室, 方便安装一些附加的设施, 甚至可以应用一些未来研发的替代措施。

利用展开区设计的主要特点之一是在 RPV 失效后, 熔融物不是立即排放到展开区。在反应堆堆坑内熔融物有目的的延迟主要有两个方面的原因: 一方面是能够将熔融物进行收集, 另一个方面是混合熔融物和牺牲材料。由于金属相的密度比氧化相密度高, 这样可以使熔融物在展开区内的保护层上稳定分布。

熔融物展开后, 其主要的热阱是覆盖在熔融物上面的冷却水。为了防止混凝土底板可能受到不可接受的加热, 在混凝土上面安装了冷却装置, 冷却装置与 CHRS 相连。

4.5.2 反应堆堆坑设计的特点

4.5.2.1 反应堆堆坑边界条件和要求

(1) 能够吸收 RPV 失效产生的载荷 (机械载荷、温度), 失效压力可以达到 2MPa。

(2) 尽量减小 RPV 下封头下落的高度。

(3) 保持熔融物的滞留时间。

(4) 具有足够的牺牲材料, 牺牲材料与剩余的锆金属反应, 将不会产生不凝结气体 (如 CO₂) 或限制在非常低的量。

(5) 提供熔融物泄流通道, 电厂正常运行期间, 该通道是密闭的, 满足通风的要求。此外, 该通道必须被塞住, 能

够承受熔融物的质量, 确保要求的时间延迟。而且该塞子还能够移走, 以便对 RPV 的下封头进行检测。

(6) 堆坑的几何形状设计能够在塞子熔穿后将全部的熔融物排泄到展开区。

(7) RPV 熔穿向堆坑排出熔融物时, 保持一个干的反应堆堆坑。

4.5.2.2 反应堆堆坑的机械设计

(1) 对付 RPV 失效载荷的措施。

假设在 2MPa 的压力下, RPV 沿周向全部破裂, 计算表明 RPV 的支撑将承受 60MN 的力。因此, 在 RPV 支撑的设计上进行了考虑, 如图 5.2-12 所示, RPV 放置在一个环形的钢架上, 钢架位于管嘴下方, 为了防止垂直移动, 使用钢锚件进行固定, 钢锚件固定在堆坑混凝土壁中。堆坑下部的混凝土支架限制了下封头下落的高度 ($<1\text{m}$)。

(2) 牺牲材料和保护材料。

如图 5.2-12 所示, 在反应堆堆坑的内层设置了一层牺牲混凝土, 用于熔融物保持在堆坑期间内的消耗。牺牲材料的主要成分是 Fe_2O_3 和 SiO_2 , 以及少量的 Al_2O_3 和 CaO 。牺牲层的厚度大约是 600mm。

在牺牲材料和混凝土之间设置了一个保护层, 主要是为混凝土结构提供短期的保护, 保护层的厚度大约是 200mm, 保护层采用陶瓷材料 Al_2O_3 。

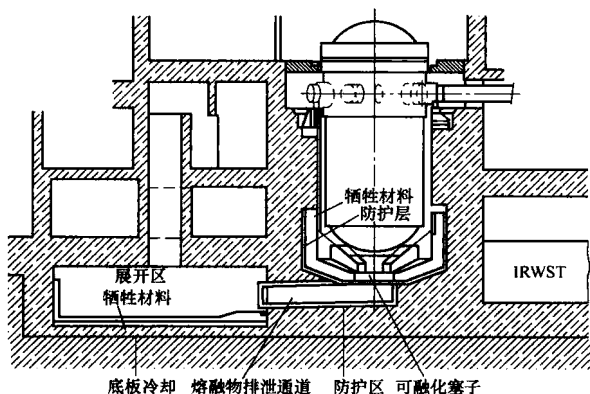


图 5.2-12 严重事故底板保护装置剖面

(3) 可熔化塞子和熔融物排泄通道。

如图 5.2-12 所示, 可熔化塞子位于圆锥形堆坑中心的最低处。塞子的下层是一块钢板, 上面覆盖一层牺牲材料。塞子截面尺寸约为 1m^2 , 钢板厚度约为 50mm, 牺牲混凝土层厚度约为 400mm, 牺牲混凝土层的成分与堆坑内层的牺牲层相同。

一旦塞子被熔化掉, 熔融物就会通过连接堆坑和展开区的排泄通道排放到展开区。通道的内表面也设置一层保护材料。

(4) 反应堆堆坑的通风。

在堆坑周围设置了环形通风通道, 环形通道的位置高于 RPV 可能的破口位置, 以便防止蒸汽—气体—熔融物的混合物通过该通道直接排泄到展开区。通风入口的面积约为 1.5m^2 , RPV 保温层和堆坑壁的环形空间形成了向上的通风面, 主冷却剂管道周围的自由流通面积组成了排风的出口。

(5) 干的堆坑。

在严重事故分析时, 考虑压力容器外蒸汽爆炸可能性。因此, 在设计时采取以下措施, 确保干的反应堆堆坑。

- 1) 排除从反应堆隔间向堆坑的直接渗入。
- 2) RPV 下封头没有贯穿件。
- 3) 排除在堆坑内的主冷却剂管道泄漏引起的堆芯熔化。

4.5.3 展开区腔室设计要求和边界条件

4.5.3.1 边界条件和要求

主要的边界条件和要求是:

- (1) 在熔融物开始展开时, 展开区腔室是干的。
- (2) 展开区设置牺牲材料, 作为堆坑内保护性牺牲材料的冗余设置。
- (3) 设置一个金属层, 目的是防止氧化膜与保护层接触。
- (4) 保护层能够经受 2200°C 的高温。
- (5) 腔室的侧面结构具有熔融物防护。
- (6) 通过熔化的非能动动作, 使得 IRWST 水流入展开区腔室, 从上面淹没熔融物。

(7) 冷却系统布置在保护层下面, 能够保护下面的混凝土结构免受高温载荷。

4.5.3.2 展开区腔室的机械设计

展开区底板由上到下分别是: 牺牲混凝土层、钢板层、氧化锆保护层、底板冷却层、结构混凝土。

(1) 牺牲混凝土层。

牺牲混凝土层厚度大约是 100mm, 以防止堆坑牺牲材料的不足, 以便实现“分层的转换 (Layer Switch)”, 即氧化熔融物被上面金属熔融物代替。展开区牺牲材料的体积满足 100% 分层转换的需要。

(2) 钢板层。

钢板层位于牺牲混凝土层和氧化锆层之间, 作为氧化锆层的安全屏障。钢板层能够确保在所有情况下氧化锆层只与金属材料接触, 防止发生任何不利的化学作用。

(3) 保护层。

第三层是保护层, 能够承受 2200°C 的高温。为了实现这个目的, 使用基于 ZrO_2 的陶瓷材料和氧化锆混凝土。

4.5.3.3 底板冷却

在保护层和结构混凝土之间设置了冷却系统, 防止结构混凝土被加热, 冷却系统与安全壳热导出系统 (CHRS) 相连, 通过一个母管与 CHRS 的一个系列相连, 加热的水排放到 IRWST。初步计算表明, 将 1MW 作为系统热导出能力的设计基准是足够的。

4.5.3.4 展开区腔室的边界结构

展开区腔室侧面墙壁的边界结构设置可以保护墙壁免受高温和混凝土侵蚀。如图 5.2-12 所示, 结构由钢板组成, 钢板上面覆盖保护层和牺牲材料。结构布置离开墙壁一定的距离, 在展开区水淹期间, 结构钢板与墙壁之间的空隙充满冷却水, 靠自然循环进行冷却。

展开区淹没是通过非能动的方式实现的。

4.5.3.5 干的展开区

为了达到熔融物到达前保持干的展开区的设计目标, 采取如下的措施:

- (1) 通过墙壁保护展开区腔室的蒸汽排放区, 使管道破裂产生的直接喷射不能排放到展开区腔室。
- (2) LOCA 事故后, 在安全壳内部结构上的冷凝水被导流回 IRWST, 防止流入展开区腔室。
- (3) 在展开区腔室冷凝产生的水量很少, 如果需要, 还可以通过壁面的绝缘或疏水等措施减少水量, 这样可以容忍熔融物—水的相互反应的影响。

4.6 安全壳热导出系统

4.6.1 系统功能

安全壳热导出系统 (CHRS) 在设计上是对付严重事故 (RRC-B 工况) 的系统。CHRS 作为最终的缓解措施, 在安

全级系统失效而导致堆熔的情况下, CHRS 从安全壳和 IRWST 导出热量, 限制安全壳的压力。安全壳热导出系统主要有以下安全功能:

(1) 在严重事故 (RRC-B 或部分 RRC-A) 期间, 借助中间冷却系统将余热从 IRWST 导出到最终热阱。

(2) 在严重事故期间, 将余热从安全壳大气排到 IRWST, 以便控制安全壳的压力。

(3) 为展开区域和反应堆厂房底板结构提供隔热功能。这种功能由埋在展开区保护层下面混凝土中的冷却装置实现, 冷却装置由 CHRS 提供冷却水。

4.6.2 设计基准

冗余度: 由于 CHRS 不是对付设计基准事故, 而是对付严重事故, 因此在设计上没有单一故障的要求。但 CHRS 仍由两个分隔的系列组成, 以便长期运行时, 一个系列故障, 不影响系统功能。

宽限期: 由于安全壳和 IRWST 的设计特性, 自发生严重事故, 至少提供 12h 的宽限期。在宽限期内, 不需要任何系统, 安全壳压力能够保持在设计压力以下。但 12h 的延迟不是 CHRS 启动的准则, 12h 对应安全壳最小的非动能能量储存能力, 即冷却能力的设计值。

短期: 短期是指在宽限期之后的一段时间, 在这一时间内, 两个系列 CHRS 必须保证可用, 且具有足够的余热导出功能。对于 MOX 燃料, 短期指停堆后 15d; 对于 UO_2 燃料, 短期指停堆后 10d。

长期: 长期是指短期之后, 保持安全壳在可接受的状态, 直到很长的时期。在长期阶段, 一个系列 CHRS 运行就具有足够的余热导出能力。

安全壳压力控制能力: CHRS 用于保持安全壳在设计工况下, 满足设计泄漏率限值的要求。由安全壳压力耦合曲线定义 CHRS 设计, 以满足内层安全壳的泄漏率准则 $[1\%/d$ (体积比)]。在短期内, 假设宽限期 12h 后, CHRS 两个系列动作, 在之后的 24h 内, 可以使安全壳的压力降到 0.2MPa 以下; 若假设宽限期 12h 后, 只有 CHRS 一个系列动作, 能够使安全壳的压力保持在设计压力 (0.65MPa) 以下。在长期内, 只有 CHRS 一个系列运行, 能够保持安全壳的压力在 0.2MPa 以下。

展开区裂变产物的浓度: 通过喷淋, 安全壳大气内的裂变产物随凝结水流到 IRWST, 展开区的水不断蒸发掉, IRWST 内的水不断补充到展开区, 这样导致裂变产物在展开区内集中, 而 IRWST 内的水相对干净, 并且在喷淋投入的情况下, 减少了气溶胶的释放, 因而减少了安全壳泄漏的污染。

4.6.3 系统流程和设备配置

CHRS 有两个系列组成, 每个系列包括:

- (1) 一条专用的从 IRWST 吸水管线。
- (2) 一台泵和一台热交换器, 布置在安全厂房 1 区和 4 区的专用房间。
- (3) 一套穹顶喷淋系统, 在一个环形集管上布置若干喷头。
- (4) 一条地板冷却管线, 排放到 IRWST, 也用作试验管线。
- (5) CCWS/ESWS 冷却 CHRS 热交换器, 实现将安全壳内的热量导出到最终热阱的冷却功能。

4.6.4 系统运行

4.6.4.1 正常运行

在电站正常运行期间, CHRS 处于停运状态。

4.6.4.2 严重事故

CHRS 系统设计要求能够在发生严重事故 (堆芯熔化) 后的至少 12h 后启动运行。此时, 安注系统失效或早已失效, 其他应急辅助系统 (设备冷却水系统、重要厂用水系统、应急电源系统) 保持可用。

在宽限期 (严重事故开始后 12h), 展开的堆芯熔融物已经被 IRWST 水淹没, 连接 IRWST 和展开区管道的塞子已经熔化掉。

严重事故开始后, IRWST 水通过蒸发冷却堆芯, 安全壳内压力、温度升高。严重事故开始 12h 后, 如果需要, 操作员可以启动 CHRS 的两个系列, 一方面使安全壳的压力和温度降低到设计限值以下, 一方面冷却底板。CHRS 依据压力准则手动启动。考虑到氢风险, 在 12h 的宽限期内可能启动 CHRS。

5 EPR 机组总体布置

5.1 主厂房描述及核岛布置

EPR 机组厂区主厂房主要由以下部分组成: 核岛 (包括反应堆厂房、安全厂房、燃料厂房、核辅助厂房、柴油发电机厂房)、进出厂房、常规岛 (包括汽机厂房、常规岛电气和仪控厂房)、核废物处理厂房及泵站等 (见图 5.2-13)。

5.1.1 核岛

5.1.1.1 反应堆厂房 (RB)

反应堆厂房由安全壳及基础和安全壳内部结构两部分组成, 反应堆厂房为抗震设计和抗外部冲击波设计, 反应堆厂房同安全厂房和燃料厂房共用一个相同的筏基。

(1) 安全壳及基础。

安全壳由两层同心混凝土屏蔽墙构成, 共用一个基础。内壳为预应力混凝土结构, 内壳自由容积为 $80\,000\text{m}^3$, 内径为 46.8m, 壁厚为 1.3m, 内部高度为 57.5m, 设计压力为 0.65MPa。外壳为钢筋混凝土结构, 用于抵抗外部灾害, 如地震、爆炸冲击波和飞机撞击。外部爆炸荷载压力波为 0.01MPa, 壁厚为 1.3m。两层壳体间的环形空间由一专用系统形成一定负压, 以收集可能出现的内层泄漏。双层安全壳共用基础为钢筋混凝土结构。

(2) 安全壳内部结构。

安全壳内部包含以下主要部分: 反应堆冷却剂系统 (RCS)、安全壳内换料水箱 (IRWST)、堆内构件储存水池、燃料输送通道、安注系统 (SIS) 安注箱、化容控制系统 (CVCS) 热交换器、安全壳冷却通风及内部过滤系统、蒸汽发生器排污系统的部分等。反应堆压力容器布置在一个独立的区域, 进出水管为对称布置, 反应堆冷却剂泵和蒸汽发生器由立柱支撑, 每一个环路间及各进水管间均由混凝土墙隔离。

(3) 反应堆厂房通道。

反应堆厂房提供两个空气闸门供人员进出, 第一个 (最主要和最直接) 进入安全壳的通道位于安全壳外, +0.00m 标高层的主循环层。第二个通道可认为是应急空气闸门, 布置在运行平台上和第一个通道相对应的位置, 设备闸门布置在运行平台。从外围厂房有四个通道可到达双层安全壳间的环形空间, 通道布置应可容易到达电器贯穿件、电缆桥架及防火保护设施等设备。环形空间主要作为电缆输送通道, 因此环形空间自由通道宽度不能小于 0.9m, 净空高度不能小于 2.2m, 由钢平台和钢楼梯构成。

5.1.1.2 安全厂房 (SAB)

安全厂房围绕反应堆厂房布置, 安全厂房为抗震设计和抗外部冲击波设计。主要包含以下部分: 安注系统 (SIS)、

设备冷却水系统 (CCWS)、主控室 (MCR)、核岛电气系统和仪控系统设备、远程停堆站 (RSS)、应急给水系统 (EFWS)、安全壳热排除系统 (CHRS) 及安全厂房通风和安全冷冻水系统。由于安全系统的每个系列必须受到保护, 避免内部灾害 (如火灾、高能管线断裂和淹没等) 由一个系列影响到另一个系列。因此每一个系列均应布置在一个独立的区域, 实体隔离。因此, 在安全厂房中 F1A 分类的所有系统按四重冗余概念设计, 为四个完全分离的分区 (SAB1~SAB4), 但安全厂房同反应堆厂房和燃料厂房共用一个相同的筏基。安全厂房分区 1 到 4 均为抗震和防爆冲击波设计。其中安全厂房分区 2 和 3 外壁设计为双层结构, 外层结构为抗飞机撞击设计。安全厂房每个分区又分为两个区域: 机械部分区域和电气、仪控、加热、通风及空调部分区域。

每个分区的机械部分包含低压和中压安注系统。低压安注系统具备低压安注功能和余热排除功能, 他们布置在相对靠内的放射性控制区域; 而设备冷却系统和应急给水系统布置在相对靠外的放射性非控制区域。除安全厂房 1 和安全厂房 4 的安注系统外, 安全壳热排除系统 (CHRS) 也布置在放射性控制区域。

安全厂房中与安全有关的电气系统、仪控系统和分区的暖通系统布置在厂房较高的层位, 这些区域为完全放射性非控制区域。

安全厂房 4 个电器分区的供热、通风和空调由各自的 HVAC 系统独立承担。正常状态时, 除第 3 分区的远程停堆站外, 各分区 HVAC 系统功能由 $1 \times 100\%$ 安全系列确保, 相邻分区厂房互不交叉。维修时, 上述系统功能由 $1 \times 100\%$ 非安全系列确保, 每两个分区厂房共用 (分区厂房 1、2 和分区厂房 3、4)。

安全厂房分区 1 和 4 的安全冷冻水系统布置在 $+12.00\text{m}$ 标高层, 其配备的空气冷却器布置在屋顶。安全厂房分区 2 和 3 的安全冷冻水系统配备了设备冷却水系统冷却器, 也布置在 $+12.00\text{m}$ 标高层。

主控室 HVAC 系统和与其相关的房间布置在 $+19.00\text{m}$ 标高层, 位于具备防飞机撞击能力的安全厂房分区 2 和 3 的主控室上方。此 HVAC 系统由两组 50% 的碘过滤器和四组 50% 的空调系统组成, 在布置时满足实体隔离的要求。远程停堆站的通风由安全厂房分区 3 的电气部分的 HVAC 提供。

每两个安全厂房分区别布置两组蒸汽及给水阀站, 安全厂房分区 1 和 2 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 1 的屋面, 而安全厂房分区 3 和 4 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 4 的层顶。这样布置意味着当发生飞机撞击时, 至少有两组蒸汽及给水阀站不受影响。每组蒸汽及给水阀站由墙隔开分离布置, 防止内部灾害。

安全厂房中人员通道被隔离为两个不同的区域: 放射性控制区域通道和非放射性控制区域通道。通往安全厂房放射性控制区域的通道在 $+0.00\text{m}$ 标高, 由进出厂房进入安全厂房分区 4, 通过隔离的安全通道连接安全楼梯穿过安全厂房分区 3 和 2 到达安全厂房分区 1。通往安全厂房非放射性控制区域的主通道位于 $+12.00\text{m}$ 标高, 通过一隔离的安全通道由进出厂房到达安全厂房分区 3, 这条安全通道通过楼梯和电梯连接安全厂房各个分区并到达非放射性控制区域的各层。另外, 在 $+0.00\text{m}$ 标高层, 可由外部直接进入各个安全厂房分区的非放射性控制区域。

5.1.1.3 燃料厂房 (FB)

燃料厂房紧接着核反应堆厂房布置, 位于核岛厂房的南部, 燃料厂房为抗震设计和抗外部冲击波设计, 外壁设计为

双层结构, 外层结构为抗飞机撞击设计。主要包含以下部分: 乏燃料水池冷却系统 (FPCS)、配备吊装和传输辅助设备的乏燃料和新燃料存储区、化容控制系统泵、额外硼系统、环廊通风系统、安全厂房事故排风系统及安全壳清洁通风系统的一部分。

燃料厂房位于核岛厂房的南部, 同反应堆厂房和安全厂房共用一个相同的筏基。燃料厂房的防飞机撞击保护由外层结构完成, 由于外层结构的保护, 内部结构的振荡得到了减弱, 从而确保乏燃料水池的完整性。

燃料厂房的机械部分位于 $+0.00\text{m}$ 标高层下, 包括: 乏燃料冷却系统 (FPCS)、额外硼系统 (EBS) 和化容控制系统 (CVCS) 泵及阀, 这些部分相互分离, 由墙在两个厂房间进行分隔。

安全厂房分区 1 和 4 放射性控制机械区和燃料厂房各个相关部分由穿过塔楼的通道连接, 塔楼中的楼梯为相互共用部分。

燃料厂房 $+0.00\text{m}$ 标高至 $+19.50\text{m}$ 标高西侧为专用乏燃料池、装罐井、传输站和新燃料装配系统存储及视察间。东侧布置有事故排风过滤装置、环面通风系统和部分安全壳清洁通风系统。化容控制系统 (CVCS) 的容控箱和两个硼酸储存罐也布置在燃料厂房的东部。

位于 $+19.50\text{m}$ 标高层的操作平台主要分为两个部分, 乏燃料池区和空气闸门前的向下吊装及传输区。经过一部龙门架这个区域通过两道门和外部连接, 在这里调运所有主设备、构件和工具。空气闸门前的向下吊装区经过一道大门和核辅助厂房的维修及向下吊装区相连。在 $+0.00\text{m}$ 标高从进出厂房通过安全厂房分区 1 或安全厂房分区 4 及核辅助厂房的放射性控制区通道连接的安全楼梯, 可到达燃料厂房。

5.1.1.4 核辅助厂房 (NAB)

核辅助厂房位于燃料厂房的东侧, 安全厂房分区 4 的南侧。包含不同的系统和放射性控制维修区, 主要有: 硼循环系统 (冷却剂和除盐水存储、冷却剂处理和冷却剂净化)、燃料水池净化系统、气态废物处理系统、部分的蒸汽发生器排污系统、核辅助厂房通风系统及部分运行冷却水系统。

从进出厂房在 $+0.00\text{m}$ 标高通过安全厂房分区 4 放射性控制区通道连接的楼梯, 可到达核辅助厂房。核辅助厂房的一部分设计为放射性非控制区, 部分运行冷冻水系统布置在这里, 这部分厂房可由外部在 $+0.00\text{m}$ 标高处直接进入。取样系统的特殊实验室布置在厂房的最低层, 维修区和燃料补充时的下送区布置在核辅助厂房的最高层 ($+19.50\text{m}$), 这两个区域可经主楼梯到达燃料厂房。

5.1.1.5 柴油发电机厂房 (DB)

EPR 机组核岛部分共有两座柴油发电机厂房, 分别布置在核岛安全厂房分区 4 的东侧和核岛安全厂房分区 1 的西侧, 每座厂房包含两台应急柴油发电机和一台全厂断电 (SBO) 柴油发电机。

柴油发电机厂房 -5.00m 标高层为燃料储存罐 (位于专用防火间隔内部), $+0.00\text{m}$ 标高层为柴油发电机房及就地控制显示屏, $+6.70\text{m}$ 、 $+8.40\text{m}$ 、 $+11.80\text{m}$ 标高层为空气冷却和柴油发电机消音装置。

所有柴油发电机厂房均为抗震设计和抗外部冲击波设计, 由于非抗震类厂房或结构的失效而导致一个或多个厂房受损是不允许的。

每个柴油发电机厂房均有自己的出入口。

5.1.2 进出厂房 (AB)

进出厂房布置在核岛东北部, 位于安全厂房分区 3 的东侧, 安全厂房分区 4 的北侧, 进出厂房主要是通道区域及服

务用房（进出厂房具体布置形式及建筑结构描述未见），人员经进出厂房出入核岛厂房的放射性控制区域。

5.1.3 常规岛 (CI)

常规岛厂房布置在核岛北部，常规岛厂房主要分为两个部分：汽机厂房及常规电气和仪控厂房。常规电气和仪控厂房位于汽机厂房的东侧，紧靠着汽机厂房布置，常规电气和仪控厂房主要包含和常规岛相关的电气和仪控设备（汽机厂房及常规电气和仪控厂房具体布置形式及建筑结构描述未见）。

5.1.4 其他厂房

其他重要的主厂房及厂址中相关厂房，例如生活服务水厂房及核废物厂房等，因其布置形式与具体厂址有关，现有资料没有具体说明和描述。

5.2 EPR 机组核岛布置安全性分析

EPR 机组在安全性方面相对于过去的其他机组得到了进一步的提高，这点在核岛总体布置方面也得到了体现。

5.2.1 系统布置的独立性

在 EPR 机组四环路系统布置时，各环路间及系统各部分在总体布置时保持相对的独立性。

反应堆厂房中，反应堆压力容器的进水管为对称布置，压力容器布置在一个独立的区域，由混凝土墙与其他部分隔开，每一个环路间及各进水管间均由混凝土墙相互隔离；安全厂房中，每一个系列均布置在一个独立的区域，和其他系列分开，安全厂房中 F1A 分类的所有系统按四重冗余概念设计，为四个完全分离的分区（SAB1~SAB4）；安全厂房每个分区又分为两个区域：机械部分区域和电气、仪控、加热、通风及空调部分区域，使放射性控制区域和放射性非控制区域相对分离等。

核岛总体布置中相对的独立性使环路间及系统各部分间相对得到了分离和保护，可避免内部灾害（如火灾、高能管线断裂和淹没等）由一个系列直接影响到另一个系列，使安全性得到了提高。

5.2.2 防飞机撞击设计

防飞机撞击设计为 EPR 机组相对于过去的其他机组在安全性提高方面最为显著的特点之一。防飞机撞击设计在核岛布置中具体表现如下：

EPR 机组的反应堆厂房、安全厂房 2、安全厂房 3 及燃料厂房为双层外壁设计，最外层结构为抗飞机撞击设计，直接保护上述厂房不受来自外部的灾害。

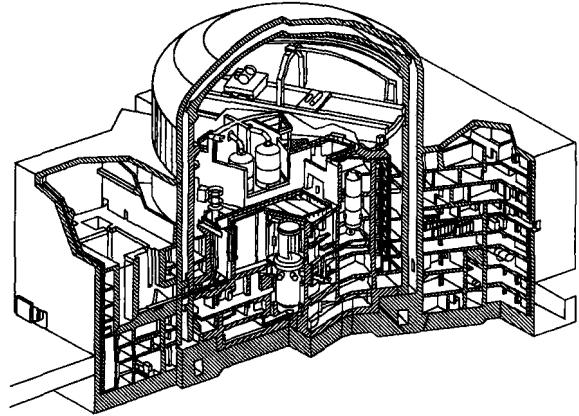


图 5.2-13 EPR 机组厂区主厂房

另外，核岛部分剩余的安全厂房 1、安全厂房 4 及两座柴油发电机厂房虽不是双层外壁设计，最外层无抗飞机撞击结构，但总体布置时对称布置于反应堆厂房的两侧各部分相对独立，相互分离。每两个安全厂房分区分别布置两组蒸汽及给水阀站，安全厂房分区 1 和 2 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 1 的屋面，而安全厂房分区 3 和 4 的两组蒸汽及给水阀站布置在安全厂房分区 4 的屋面；每座柴油发电机厂房包含两台应急柴油发电机和一台全厂断电（SBO）柴油发电机。这样布置意味着当发生飞机撞击时，至少有两组蒸汽及给水阀站和两台应急柴油发电机及一台全厂断电（SBO）柴油发电机不受影响，能正常运行。

附件 A1 EPR 缩略术语

AB	进出厂房	AC	交流电
ALARA	可合理达到的尽可能低的水平	ALWR	先进轻水反应堆
APC	飞机碰撞	ATWS	预期瞬态不能紧急停堆
ATWT	预期瞬态不能事故保护停堆	BDR	基准设计报告
BMI	内径	BOC	循环初
BOL	寿期初	BOP	核电站(厂)配套子项(设施)
BSS	硼不锈钢	BP	破裂排除
BU	燃耗	CCC	设备条件等级
CCF	共因失效	CCW(S)	设备冷却(系统)
CHF	临界热流密度	CHRS	安全壳热导出系统
CI	常规岛	CL(I)	冷管段(注入)
CMF	堆熔概率	CRDM	控制棒驱动机构
CSS	安全壳喷淋系统	CVCS	化容系统
CZP	冷态零功率	DB	柴油机厂房
DBA	设计基准事故	DBC	设计基准工况
DBE	设计基准地震	DC	直流电
DCH	安全壳直接加热	DDT	燃烧—爆炸转换
DE	设计地震	DG	柴油发电机
DN	公称直径	DNB(R)	偏离泡核沸腾(比率)
DP	设计压力	EBS	额外硼注射系统

ECC(S)	应急堆芯冷却(系统)	ECS	EDF 编码系统
EDG	应急柴油发电机	EFWS	应急给水系统
EHV(GRID)	外部高压(电网)	EMI	电磁干扰
EOC	循环末	EOL	寿期末
EOP	应急操作规程	EPR	欧洲压水反应堆
EPRI	电力研究机构(美国)	EPW	爆炸压力波
ESF	能动安全设施	ESWS	重要厂用水系统
ETC	EPR 技术规范	ETC-C	EPR 土建技术规范
ETC-E	EPR 电气部件技术规范	ETC-F	EPR 消防技术规范
ETC-I	EPR 仪控系统技术规范	ETC-MS	EPR 机械部件技术规范
ETC-S	EPR 安全和运行技术规范	EUR	欧洲用户需求
FA	燃料组件	FB	燃料厂房
FP	满功率	FPCS	燃料水池冷却系统
FPCPS	燃料水池冷却和净化系统	FPPS	燃料水池净化系统
FTC	关闭失效	FTO	打开失效
FTR	运行失效	FTS	启动失效
FW(L)	给水(管线)	FWLB	给水管道破裂
F&B	充一排方式	GU	德国用户
GWPS	废气处理系统	HEPA	高效微粒过滤器
HFP	热态满功率	HL(D)	热管段(注入)
HLPD	高线功率密度	HPCM	高压堆熔
HRM	人为可靠性模型	HVAC	供暖、通风和空调
HX	热交换器	HZP	热态零功率
IAEA	国际原子能机构	IB(LOCA)	中破口(失水事故)
I&C	仪控	ICRP	国际辐射防护委员会
IGSCC	晶间压迫侵蚀破裂	INSAG	国际核安全咨询组
IPSN	核安全和保护协会	IRWST	安全壳内换料水箱
ISI	在役检查	KKS	德国电站编码系统
LBB	先漏后破	LB	大破口(失水事故)
LCO	运行的极限工况	LDNBR	低偏离泡和沸腾比
LHSI	低压安注	LOCA	失水事故
LOCC	丧失冷却链	LOFW	丧失(蒸汽发生器)给水
LOOP	丧失厂外电源	LPCM	低压堆熔
LUHS	丧失最终热阱	LWR	轻水反应堆
MCCI	堆芯熔融物—混凝土相互反应	MCL	主冷却剂管道
MCR	主控室	MER	质能释放
MFW(L)	主给水(管线)	MHSI	中压安注
MMI	人机界面	MOV	电动阀
MOX	混合氧化物燃料	MSB	主蒸汽旁路
MSIV	主蒸汽隔离阀	MS(L)	主蒸汽(管道)
MSLB	主蒸汽管道破裂	MSRT	主蒸汽卸压系列
MSRV	主蒸汽卸压阀	MSSS	主蒸汽供应系统
MSSV	主蒸汽安全阀	MSTM	整体螺栓拉伸机
MTTR	平均维修时间	NAB	核辅助厂房
NDE	无损检验	NDT	无损试验
NI	核岛	NPP	核电站
NPSH	净正吸入压头	NRC	核管理委员会(美国)
NSSS	核蒸汽供应系统	OPP	超压保护
PACS	优先和启动控制系统	PAS	过程自动控制系统
PCC	电站工况类别	PCI	芯块—包壳相互作用
PCT	包壳温度峰值	PICS	过程信息和控制系统
PIE	假设始发事件	PMC	燃料装卸和储存系统
PRA	概率风险分析	PRT	稳压器卸压箱
PS	保护系统	PSA	概率安全评价

PSV	稳压器安全阀	PT	局部跳闸
PTR	反应堆水池和乏燃料水池冷却和处理系统	PWR	压水反应堆
PZR	稳压器	QA	质量保证
QC	质量控制	RB	反应堆厂房
RCCA	棒束控制组件	RCL	反应堆冷却剂管道
RCSL	反应堆控制监督和限制系统	RCP	反应堆冷却剂泵
RCPB	反应堆冷却剂压力边界	RCS	反应堆冷却剂系统
REA	反应堆硼和水补给系统	R&D	研究和开发
RHR(S)	余热导出(系统)	RP	额定功率
RPS	反应堆保护系统	RPV	反应堆压力壳
RRC	风险降低等级	RSS	远程停堆站
RT	事故保护停堆	RTNDT	标准脆性转变温度
SA	严重事故	SAS	安全自动控制系统
SB	安全厂房	SB(LOCA)	小破口(失水事故)
SBO	全厂断电	SF(C)	单一故障(准则)
SFPCS	乏燃料池冷却系统	SG	蒸汽发生器
SGBS	蒸汽发生器排污系统	SGRV	蒸汽发生器卸压阀
SGTR	蒸汽发生器传热管破裂	SICS	安全信息和控制系统
SIS	安注系统	SIS/RHRS	安注系统/余热导出系统
SLB	主蒸汽管道破裂	SLD	单线(回路)图
SOP	安全目标和原则	SRSS	平方和的平方根
SSE	安全停堆地震	SSI	土壤—结构相互作用
SS(F)S	启动和停堆系统	SSSS	静态轴封系统
SV	安全阀	SW(S)	厂用水(系统)
TLOCC	完全丧失设备冷却	TSC	技术支援中心
ULS	极限工况	UPTF	上腔室试验设施
UT	超声波检验	VCS	容积控制系统
VCT	容积控制箱		

第3章 其他先进压水堆核电站

1 先进压水堆 APWR

先进压水堆 APWR 是日本三菱公司和美国西屋公司以及日本五个压水堆核电站运营公司联合开发的四环路大功率压水堆,其在核电站安全、可靠、维修和运行方面采用了运行核电站经验反馈和先进技术,与此同时通过功率的提升提高了核电站的经济性。日本敦贺 3/4 号核电站将采用先进压水堆 APWR 设计,目前正在申请建造许可证,计划于 2007 年开始建造,2 台机组计划于 2014 年和 2015 年投入商业运行。

先进压水堆 APWR 开发始于 20 世纪 80 年代,初始方案即为四环路核电站,净功率为 1300MW,在美国以 SP/90 (90 年代简化型核电站)命名。1984 年至 1991 年,美国核管会(NRC)审查了这个设计,认定设计满足当时美国核管理的要求,这些要求包括了总的安全要求、未解决安全问题和对严重事故的考虑。1991 年 4 月,美国核管会颁布了最终安全评审报告,随后批准了 SP/90 初步设计。在评审期间,美国核管理要求经历了重大的变化,SP/90 是第一个按这些要求获得许可的设计,因此,可以认为是第一个改良型先进压水堆设计。随着核电技术的发展以及与其他类型电厂尤其超临界燃煤机组激烈竞争的需要,APWR 的功率从 1300MW 提升至 1420MW,后来又提升至 1538MW 以提高经济性。从功率为 1420MW 方案到敦贺 3/4 号核电站功率为 1538MW 方案,主要改进是采用了流量更大的 100A 型反应堆冷却剂泵和汽轮机的效率的提高,而其他主设备和系统配置保持不变。

1.1 堆芯和燃料组件

反应堆堆芯位于反应堆压力容器内,堆芯由燃料组件、反应性控制棒组件、中子源等组成。堆芯过冷水既是冷却剂又是慢化剂,其流过堆芯,将燃料中产生的热量传输至蒸汽发生器,同时对燃料裂变产生的快中子进行慢化。

APWR 堆芯热功率为 4450MW,由 257 个改进的 17×17 燃料组件发热产生。堆芯等效直径为 3.89m,燃料活性区高度为 3.66m。为了减少燃料成本和节省燃料资源,对反应堆堆芯的设计作了一系列的改进,使堆芯设计具有使用高燃耗、长寿期堆芯的灵活性,可使用 1/3 或更多的混合氧化燃料。

基于运行电厂 17×17 燃料组件的基础,APWR 采用改进的 17×17 燃料组件。改进的 17×17 燃料组件主要特点是采用抗腐蚀性能好、强度高的包壳材料以满足高燃耗的要求,燃料组件格架采用锆合金以提高中子经济性,燃料棒的气腔具有更大的空间以满足使用混合氧化燃料(MOX)和高燃耗堆芯的需要,燃料组件下管座防异物设计防止了异物进入堆芯与燃料棒磨蚀而引发的燃料棒破损。

1.2 反应堆冷却剂系统

APWR 反应堆冷却剂系统有四条传热环路,每一环路有一台反应堆冷却剂泵和一台蒸汽发生器,系统还包括一台稳压器。为了提高每一环路所带出的热量,APWR 采用了

100A 型大流量冷却剂泵和传热面积达 6500m^2 的 70F-1 型高性能蒸汽发生器。稳压器为反应堆冷却剂系统提供了水汽界面,其与一个环路热段相连。在电厂瞬态中,稳压器吸收或者补充反应堆冷却剂系统水容积,起到了抑制系统压力变化的作用。

慢化剂中可溶硼用来补偿燃料燃耗引起的反应性变化,在冷停堆过程中可溶硼补偿从热态零功率至冷停堆引入的反应性变化。起到吸收中子作用的硼-10 同位素富集度通常为 19.8%,而先进压水堆 APWR 采用硼-10 富集度为 90%的硼酸来控制反应性,改进了反应堆冷却剂系统水化学特性。堆芯冷却剂 pH 值控制在 7.3 左右,能减少因腐蚀产物在燃料棒表面积聚和结晶而带来的放射性产物,因而需在冷却剂中加入氢氧化锂以中和硼酸。由于受到最高锂浓度不超过 2.2ppm (过高锂浓度对保持包壳完整性有害)的限制,在硼酸浓度较高(超过 430ppm)情况下就不能保证冷却剂处在合适的 pH 值。如果使用硼-10 为高富集度的硼酸作为冷却剂化学添加剂来控制反应性,就可以降低硼酸浓度,能同时实现冷却剂 pH 值控制和锂浓度控制。敦贺 3/4 号核电站将采用硼-10 富集度为 90%的硼酸来控制反应性,这个设计能降低反应堆冷却剂系统腐蚀产物带来放射性强度,另外,还能减小硼酸储存箱体积,取消防止高浓度硼酸结晶所需的电加热,减少放射性废物的体积。

1.3 反应堆冷却剂系统主设备

1.3.1 反应堆压力容器

反应堆压力容器是由筒体、半球形底封头和半球形可拆式顶盖所组成的。容器本体材料是低合金碳钢,与冷却剂接触的内表面堆焊至少为 3mm 厚的奥氏体不锈钢以减轻腐蚀。压力容器顶盖与筒体采用螺栓、螺母连接,两法兰间由两个金属 O 型环来密封。APWR 压力容器筒体上除了四根冷却剂入口接管和四根出口接管外,还有四根安注管与其相连。

APWR 压力容器高度为 13.6m,为容纳 257 个燃料组件压力容器的内径增加到 5.2m。压力容器由环形锻件焊接而成,堆芯对应区域没有焊缝。通过采用堆芯中子反射层,压力容器内表面中子注量(堆芯对应区域)将降低到原来的 1/3,这提高了压力容器的可靠性。

为了降低压力容器上封头控制棒驱动机构贯穿件产生腐蚀裂纹的可能性,管座的材料改进为经热处理的因科镍 690 合金,另外 APWR 设计使上封头冷却剂温度降低到与反应堆冷却剂进口温度相同。

1.3.2 堆内构件

反应堆堆内构件支撑反应堆堆芯,并引导冷却剂流过压力容器和堆芯。APWR 对堆内构件的改进主要是采用了堆芯反射层以代替现行运行电厂围板和辐板结构,另外,对堆内构件下部连接板结构也进行了一定的改进,以稳定堆芯进口流量。

现运行反应堆在堆芯与吊篮之间安装了围板和辐板,燃料组件放置在堆芯下栅板和围板围成的区域内。辐板用 2000 多个螺栓连接围板和吊篮以保证围板的准直和提供结构刚

度,围板外围的水层起反射层作用。另外,还设置中子垫以进一步降低压力容器表面中子注量。虽然现役核电厂的反应堆堆内构件具有优秀的运行业绩,但是,对于遭受强辐照条件下的围板和辐板的长期性能仍有不确定因素,而新电厂要求更长的设计寿命和更高的负荷因子将使这个不确定因素更为突出。APWR 采用堆芯径向反射层以代替现役核电厂围板和辐板结构,反射层设计不仅提高了中子经济性,还降低了对压力容器和吊篮的中子辐照注量,因此可以取消中子垫。

如图 5.3-1 所示,堆芯反射层由八个环形块叠装在一起。每一环形块由整块 304 不锈钢锻件加工而成,其内周构成了燃料装载区域,外周紧贴吊篮。环形块叠面对应于燃料组件格架位置以防止漏流引起的对燃料棒的影响。每个环形块上有大量(约 1600 个,直径为 20mm)的流水孔以冷却 γ 射线照射产生的发热量,并有四个对中销来定位。八个环形块叠装在一起,通过八根连接棒将其固定在堆芯下栅格板上。

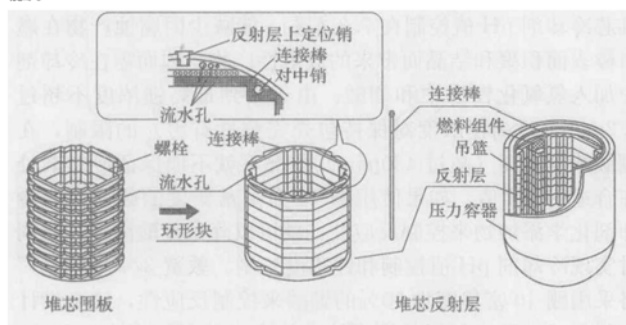


图 5.3-1 堆芯反射层示意

为了验证反射层结构的可靠性,对其进行了退化机理和潜在影响的评估。反射层结构简单,大约只有 200 个零部件(包括螺栓和螺母);反射层不采用焊接工艺,并且连接部件位于堆芯外侧,这些设计特点表明了没有一个退化机理预计会影响到反射层的设计寿命。另外,堆芯反射层的设计允许将其从吊篮上拆下以进行检查和维护。

反射层流水孔的尺寸和布置主要考虑了反射层冷却效应和中子反射效应。热工水力分析表明金属反射层最高温度低于 330℃,达到了流体不沸腾的设计目标。为了验证反射层的冷却特性,进行 1/8 模型(45°扇形结构)试验。试验表明冷却孔进口流量是均匀的,满足设计要求。此外,堆内构件结构试验在 1/5 比例的整体水力试验台架中进行,其抑制流致振动的特性也得到了试验验证。

1.3.3 蒸汽发生器

反应堆冷却剂系统的每个环路都有一台立式 U 型管蒸汽发生器。蒸汽发生器 U 型传热管将反应堆冷却剂系统热量传送到蒸汽发生器二次侧,产生饱和蒸汽,蒸汽发生器内汽水分离装置和干燥器去除饱和蒸汽中挟带水,经蒸汽主管道向汽轮机提供蒸汽。

APWR 采用传热面积达 6500m² 的 70F-1 型高性能蒸汽发生器以匹配带出热量要求,图 5.3-2 给出了 APWR 蒸汽发生器示意。传热管采用直径为 3/4 英寸的管子以代替现役电厂采用的直径为 7/8 英寸的管子,使传热管排列更为紧密,蒸汽发生器外形

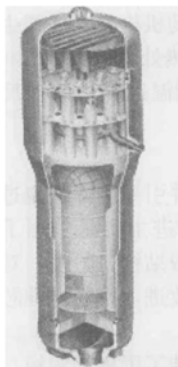


图 5.3-2 APWR 蒸汽发生器示意

尺寸减小,有利于抗振设计。APWR 蒸汽发生器传热管采用经热处理后的因科镍 690 合金,其在高温下具有比因科镍 600 合金强得多的抗碱性应力腐蚀裂纹能力,其抗腐蚀能力也优于因科镍 600 或者 800。传热管弯管区的防振条设计由 3 套 V 形结构 6 点支撑改进为 5 套 V 形结构加上 1 套 I 型结构 9 点支撑,并使每根传热管都得以支撑,降低了传热管流致振动的可能性。蒸汽发生器旋风式分离器由 3 个内径为 1.4m 的大分离器改进为 20 个内径约为 0.5m 的紧凑型分离器,提高了一次分离器功效,而蒸汽干燥器由两层结构改进成一层结构,有效地降低了蒸汽发生器高度。另外,蒸汽发生器人孔直径的扩大使蒸汽发生器检查和维修更为方便,降低了维修人员所受的放射性剂量。

1.3.4 反应堆冷却剂泵

反应堆冷却剂系统每一环路有一台立式、单级、轴密封泵,用来驱动高温高压冷却剂作强迫流动。

APWR 选用了 100A 型(60Hz)冷却剂泵,其流量为 $2.58 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,扬程大约为 91m,泵流量比现役电厂泵流量高约 30%。100A 型冷却剂泵在 93A-1 型泵基础上对 1 号密封进行了改进,采用了先进的耐热 O 形环,其更换时间可从 5 年提高至 7.5 年;动环和静环采用了较大尺寸的更耐用的陶瓷材料,这些改进提高了泵在正常运行和事故下的可靠性。主泵叶轮和导叶形状的优化提高了泵水力性能。泵壳采用了低合金钢以代替不锈钢,延长了使用寿命。为了方便主泵的检查和维护,降低维修人员所受的放射性剂量,相应的优化设计使泵轴密封部件更容易拆卸;泵轴承制造材料不含钴元素,以避免钴活化后产生长寿命放射性。

1.4 专设安全系统配置和严重事故考虑

1.4.1 安全理念和目标

APWR 对应急堆芯冷却系统进行了全新的配置,主要特点是高压安注系统具有四个机械系列、采用四个先进安注箱和安全壳内置换料水箱。由于采用了四个机械系列,取消了两个系列配置时所需的连接管道,使系统简化,提高了独立性和可靠性。采用了先进安注箱,其功能代替了大破口失水事故中安注箱和低压安注系统的功能,取消了低压安注系统,使系统简化,同时提高了事故中应急注水的可靠性。采用安全壳内置换料水箱消除了安注系统和喷淋系统水源切换引起的失效和热冲击,提高了系统连续运行的可靠性。这些设计特点保证了其在设计基准事故中能起到堆芯应急冷却作用并将电厂带入稳定状态,从 PSA 角度来说其在应对始发事件时具有高可靠性和高冗余度,使堆芯损伤概率大大降低。

1.4.1.1 设计基准

根据事故发生概率和发生后的后果将事故划分为四类,每一类事故有不同的验收准则,事故后果需满足验收准则。事故中放射性后果是最主要的验收准则,这些准则保证了大众和电厂运行人员在事故中所受的放射性剂量低于允许值。这些要求是安全系统的设计基准,事故分析用来验证安全系统的设计满足事故验收准则。事故分析的模型、基本假设在相关法规和导则中已作了明确的要求,这是确定论分析要求的保守裕量。APWR 安全系统的设计满足设计基准事故验收准则。

1.4.1.2 概率安全目标和严重事故设计目标

为了减少风险,对公众和电厂运行人员以及电厂投资提供进一步保护,APWR 在满足确定论事故分析要求外,对安全提出了进一步的要求。这些要求包括概率安全目标和严重

事故设计目标, 具体有:

(1) 电厂功率运行时堆芯损伤概率是一个重要的安全指标, APWR 堆芯损伤概率目标值应比现役电厂降低一个量级。

(2) 停堆工况下堆芯损伤概率与电厂功率运行时相当。

(3) 作为最后一道实体屏障,安全壳失效概率的目标值应比堆芯损伤概率降低一个量级。

(4) 在严重事故下安全壳缓慢升压一天内, 安全壳结构应维持不失效; 对于其他由飞射物和动载荷引起的安全壳失效模式应有缓解措施以防止其发生。

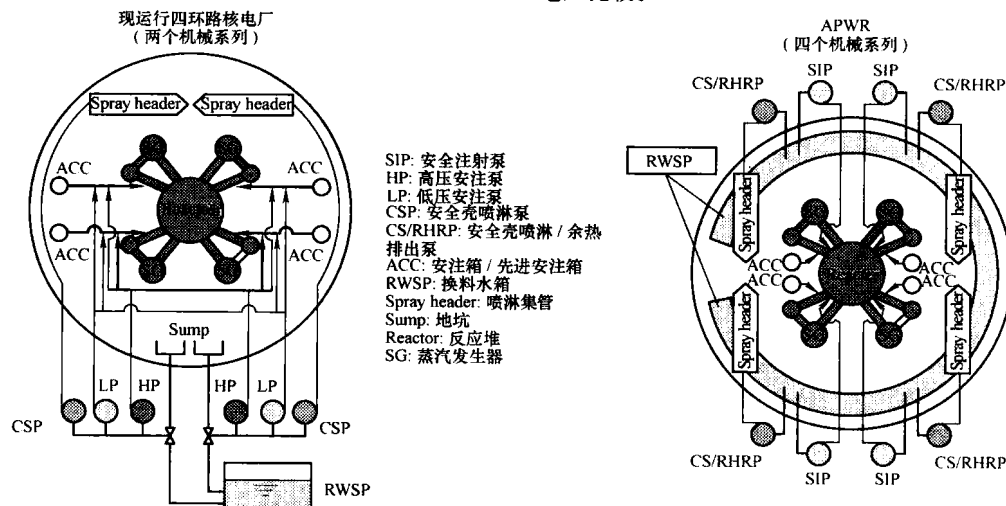


图 5.3-3 APWR 堆芯应急冷却系统和喷淋系统与现运行核电厂比较

1.4.2.1 先进安注箱

常规安注箱设计是一个充压的容器,安注箱下部是含硼水,上部是充压氮气。安注箱通过止回阀与正常运行下的反应堆冷却剂系统隔离。发生失水事故后,反应堆冷却剂系统压力快速下降至安注箱充氮压力,止回阀开启,安全箱中含硼水注入反应堆冷却剂系统冷管段。因为安注箱没有能动部件,仅依靠预先充氮压力来驱动含硼水的注射,具有很高的可靠性。

开发先进安注箱的目的是提高安全性和经济性，其同样采用预先充氮压力作为含硼水注射的驱动力，主要的改进是利用非能动的流控设备来改变含硼水注射特性。先进安注箱和其流控设备如图 5.3-4 所示。当安注箱内水位高于竖管入口时，进入流控设备的水来自竖管和流控设备的侧面进口，水流在涡流腔室内流动阻力较小，注入堆芯的流量相对较高；而当水位低于竖管入口时，进入流控设备的水只来自流控设备的侧面进口，从切向进入，水流在涡流腔室流动阻力大，注入堆芯的流量相对较低，同时这延长了先进安注箱后期的注射时间。先进安注箱的注射流量曲线如图 5.3-5 所示。现运行核电厂安注箱注射只在短时期内起作用，淹没下腔室和下降段，淹没堆芯需要依靠低压和高压安注泵；而先进安注箱的大流量注射阶段与常规安注箱类似，其小流量注射阶段的功能可以代替低压安注的作用。当堆芯再淹没接近完成，先进安注箱排空，随后的堆芯长期冷却阶段的补水可由高压安注来实施，带出堆芯衰变热。先进安注箱在大破口失水事故中具有常规安注箱和低压安注系统所起的作用，因此，APWR 取消了低压安注系统。先进压水堆 APWR 设置 4 台先进安注箱，分别与每一环路冷管段相连，每台安注箱容量为 33%。在大破口失水事故中，先进安注箱注入破坏环路的安注水将流失，而注入其他三个环路的安注水满足流量要求。

1.4.2 专设安全系统配置和特性

为了增加冗余性和相互独立性,从而满足先进压水堆 APWR 设计基准和概率安全目标等要求,堆芯应急注射系统和安全壳喷淋系统采用了四个机械系列,每个系列的容量为 50%。另外,先进安注箱和安全壳内置换料水箱的采用有利于简化系统,提高系统可靠性。图 5.3-3 给出了先进压水堆 APWR 堆芯应急冷却系统和喷淋系统与现运行四环路电厂比较。

先进安注箱的功能试验在全高度、径向比例为 1/2 的试验台架上进行, 试验验证了流控设备进口水流改变后涡流腔室内流动机理的变化, 并测得了从高流量到低流量的变化曲线, 可用于安全分析以及程序物理模型建立和验证。

常规核电厂设计中余热排出泵和低压安注泵共用。APWR 取消了低压安注泵, 而余热排出泵是必需的。由于正常运行以及事故下喷淋系统与余热排出系统不会一起动作, 并且所要求的喷淋泵和余热排出泵特性类似, 因此, APWR 喷淋泵与余热排出泵共用, 在需要余热排出系统投入运行时将安全壳喷淋泵切换成余热排出泵。

1.4.2.2 高压安注系统

图 5.3-3 中, APWR 高压安注系统由四个机械系列组成, 每列容量为 50%, 直接注射至压力容器。高压安注系统由两个独立的安全电源系统供电。高压安注系统的设计满足失水事故下注入足够的堆芯应急冷却水的要求。

当安注信号触发后, 高压安注系统自动启动, 将安全壳内置换料水箱内水直接注射至压力容器。在大破口失水事故中, 先进安注箱以大流量灌满下封头和压力容器下降段, 以小流量淹没堆芯, 随后堆芯的补水由高压安注系统实施, 带出堆芯衰变热。高压安注泵设计使其具有在冷却剂系统不同负压下工作的能力。

1.4.2.3 安全壳喷淋系统

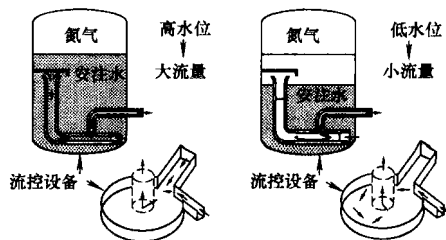


图 5.3-4 先进安注箱

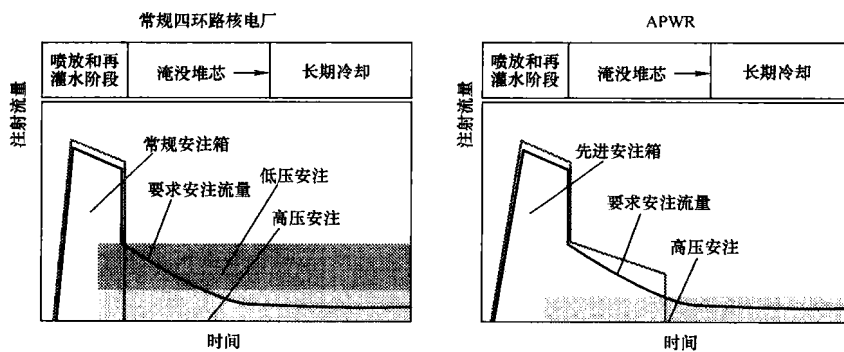


图 5.3-5 先进安注箱和常规安注箱的注射特性比较

APWR 安全壳喷淋系统由喷淋和余热排出共用泵、热交换器、安全壳喷淋环网等组成,有四个机械系列,每个系列的容量为 50%。系统由两个独立的安全电源系统供电。当发生主管道或者蒸汽管道破裂事故时,喷淋系统触发。系统出口阀门打开,喷淋泵从安全壳内置换料水箱吸水,经热交换器后由安全壳喷淋环网向安全壳喷淋,以降低安全壳内压力和温度。

而在核电厂正常冷却的第二阶段和换料期间,喷淋和余热排出共用泵从热管段吸水,经热交换器冷却后,泵入冷管段,带出堆芯衰变热和系统显热,以满足余热排出系统设计的要求。

1.4.2.4 安全壳内置换料水箱

现运行核电厂的换料水箱一般放置在安全壳外。发生失水事故后,前阶段的安全注射和喷淋从安全壳外换料水箱吸水,而当换料水箱水位下降至低水位时,安注泵和喷淋泵需切换至安全壳地坑吸水。切换失效是系统运行失效的主要原因之一,也是堆芯损伤概率的主要贡献之一。因水源切换而引起的热冲击也不利于安注泵和喷淋泵的运行。

对于 APWR 而言,由于采用了安全壳内置换料水箱,就不需要水源的切换。安全壳内置换料水箱是马蹄形结构,位于安全壳底平面上,在混凝土结构上安装了钢覆面。安全壳内置换料水箱是堆芯安全注射和安全壳喷淋的连续水源。

1.4.2.5 辅助给水系统

现运行四环路核电厂一般只配置一台汽动给水泵,在全厂断电事故下,这台汽动给水泵承担了向蒸汽发生器提供辅助给水、带出堆芯衰变热的功能。APWR 辅助给水系统配置了两台给水汽动泵,显著提高了全厂断电事故下向蒸汽发生器提供辅助给水的可靠性。除两台汽动给水泵外,辅助给水系统还设置了两台电动给水泵。

在主蒸汽管道破裂事故下,与破损管道相连的蒸汽发生器辅助给水需要被隔离,以防止辅助给水箱存水的过量流失和减缓反应堆冷却剂系统的过度冷却。现运行核电厂要求操作员来实施隔离动作。从降低操作员的负荷和提高可靠性角度出发,APWR 的设计采用了事故后自动隔离方式。相关信号触发后,与破损管道相连的蒸汽发生器给水管道上电动阀即被自动隔离。

1.4.2.6 应急硼酸注射系统

现运行的核电厂发生主蒸汽管道破裂事故后,安注系统将硼酸注射箱中高硼水和换料水箱中含硼水注入堆芯(日本最后建造的四环路压水堆取消了硼酸注射箱)。对于 APWR 来说,如果继续采用与现运行的核电厂类似的硼酸注射系统,需要四个硼酸注射箱与四个高压安注机械系列相匹配,这增加了设备花费和维护负荷,而更重要的是硼酸注射箱进出口阀门的设置降低了高压安注系统的可靠性,满足不了

APWR 显著降低堆芯损伤概率的要求。因此,APWR 在高压安注系统中不配置硼酸注射箱,反应堆冷却剂过冷事故下堆芯应急硼酸注射功能由化学和容积控制系统来承担。

发生反应堆冷却剂过冷事故后,堆芯应急硼酸注射由两台应急硼酸注射泵从应急硼酸储存水箱(与化学和容积控制系统合用)吸水,通过压力容器直接注射管注射至压力容器,以快速实现事故后反应性控制。

1.4.3 严重事故的预防和缓解

1.4.3.1 严重事故的预防

APWR 应急堆芯冷却系统具有四个机械系列,取消了两个系列配置时所需的连接管道,提高了系统的独立性。先进安注箱代替了大破口失水事故中安注箱和低压安注系统的作用,提高了事故中注水可靠性。采用安全壳内置换料水箱消除了安注系统和喷淋系统水源切换带来的问题,提高了系统连续运行可靠性。另外辅助给水系统、设备冷却水系统和重要厂用水系统的功能也得到了提高,这些设计特点保证了其在应对始发事件时具有高可靠性和高冗余度,使堆芯损伤概率大大下降,预防了严重事故的发生。

由于接口系统失水事故将旁路安全壳,事故后果直接扩散到环境,在设计时需要予以关注。APWR 设计提高了余热排出系统设计压力,以避免接口系统失水事故的发生。

提高停堆换料时堆芯安全性也是一个非常重要的安全指标。反应堆冷却剂系统半回路水位运行(Mid-Loop Operation)工况尤其值得关注,需要保证余热排出系统的可靠运行以及必要时向反应堆冷却剂系统及时补水。为提高堆芯安全性,减少停堆换料工况下堆芯损伤概率,APWR 采取了下列措施:

- (1) 提高反应堆冷却剂系统运行水位。
- (2) 加强反应堆冷却剂系统运行水位的指示。
- (3) 到达反应堆冷却剂系统运行低水位时自动隔离疏水管道。
- (4) 加强反应堆冷却剂系统运行水位下降过程中的补水措施。

另外,为了防止失去厂外电时反应堆冷却剂系统非均匀硼稀释事故的发生,APWR 设置了阀门切换连锁装置以避免失电事故后清水的继续注入。

1.4.3.2 严重事故的缓解

在严重事故下安全壳是限制放射性物质向环境释放的最后一道实体屏障,保持安全壳不失效是严重事故缓解措施所要达到的主要目的。安全壳不锈钢内衬(6.4mm 厚)起到密封作用,而承压功能由强应力混凝土提供。安全壳筒体下部有一封闭的环形空间,构成了二次安全壳结构,安全壳管道、电缆、通风贯穿件经过该环形空间。

APWR 严重事故缓解措施主要是针对危害安全壳完整性的严重事故序列采取的一些措施,使安全壳继续维持限制放射性物质向环境释放的作用:

(1) 为了避免高压熔堆下熔融物喷射引起的危及安全壳完整性事故的发生,APWR 提高了反应堆冷却剂系统卸压功能,同时改进堆腔和安全壳上部空间连接通道的设计。堆腔经过一个类似迷宫的通道后才与安全壳上部空间连接,即使发生熔融物喷射设计也避免了其直接加热安全壳大气。

(2) 对于严重事故下安全壳缓慢升压序列,在安全壳喷淋系统失效时,APWR 采用的缓解措施是利用消防水冷却安全壳循环冷却系统,或者利用消防水来喷淋安全壳。这些措施冷却了安全壳,降低了安全壳压力。

(3) 严重事故中氢气燃爆有可能危及安全壳完整性,APWR 设置了氢气控制系统(点火器)。当安全壳内局部氢气浓度达到燃烧下限时,点火器及时将其燃烧掉,从而避免氢气在安全壳内的积聚,以防止安全壳内大规模氢气燃爆带来的危害。

(4) APWR 设计使堆腔具有较大的面积,这有助于堆外熔融物的扩展,减缓堆外熔融物与混凝土反应。还可以利用消防水注入堆腔以冷却堆外熔融物。另外,堆腔混凝土厚度增厚了 1m,使安全壳边界不易被熔穿。

1.5 其他特性

1.5.1 先进的人机界面

图 5.3-6 给出了 APWR 先进控制盘和控制台。由于采用了全数字化仪控系统(包括安全系统),改进了人机接口,提高了人因可靠性。主控室大屏幕显示屏给出了整个电厂重要监控参数,方便了操作员对电厂所处状态的理解和沟通。APWR 采用了先进报警显示系统,系统对报警信号进行动态排序以避免过量的信息显示和方便操作员对电厂状态的判别。重要报警信号和相应工艺参数根据不同层次用不同颜色在壁屏式显示屏中给出,其他分类报警可以在一般显示屏和平面显示屏中给出。APWR 应急操作支持系统为操作员在非正常工况和应急操作工况时提供支持。采用触屏式操作方式,降低了操作员工作负荷。

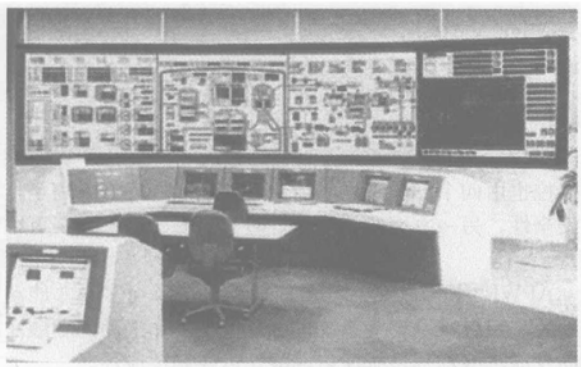


图 5.3-6 先进控制盘和控制台

根据 PSA THERP 人因分析评价方法,采用了先进控制盘和控制台后操作员负荷将比采用常规控制盘时降低 1/4,人因失效概率降低 1/2。

1.5.2 汽轮机组和厂房布置

APWR 采用了大容量高性能汽轮机组 TC6F54,为一台高压缸和三台低压缸(六排汽)串联式汽轮机组,低压缸末级叶片长 54 英寸(1.37m)。为了提高汽轮机效率,采用三维流动分析方法设计汽轮机叶片。由于汽轮机低压缸的扩大,对其轴承的支撑设计作了改进,采用直接由基础支撑轴

承的方式,而不通过汽轮机壳体再来支撑轴承。这增强了轴承的刚性,提高了抗振能力。

APWR 核电厂标准布置采用双堆布置方案,由两个反应堆厂房、一个汽机厂房和一个共用的控制厂房、辅助厂房所组成。厂房以及布置设计考虑了抗振、防外部事件、防内部飞射物、火灾防护、辐射分区和屏蔽等要求。

1.5.3 电厂建造特点

考虑到 APWR 比现运行四环路核电厂具有更多的工程建设量,一般来说,需要花费更长的建造周期和更高的建造费用。为了加快工程建造进度,敦贺 3/4 号核电厂的建造将采用模块化建造和超重型起重机吊装工艺,主要设备和钢/混凝土复合模块由超重型起重机吊装,如:在安全壳封顶前由超重型起重机吊装反应堆压力容器和蒸汽发生器,混凝土压力壳半球顶的整体吊装就位。三菱公司还计划进一步增加由超重型起重机吊装大型管道模块和部件,减少现场工作量和合理安排建造进程。

1.6 主要技术参数

表 5.3-1 给出了 APWR 主要技术参数和安全系统与现运行四环路核电厂的比较。

表 5.3-1 APWR 主要参数和安全系统与现运行四环路核电厂的比较

参 数	APWR (敦贺 3/4 号)	现运行四环路核电厂
电功率 (MW)	1538	1180
NSSS 热功率 (MW)	4466	3423
环路数	4	4
燃料类型	17×17 改进型	17×17
燃料组件数	257	193
堆芯活性区高度 (m)	3.66	3.66
堆芯等效直径 (m)	3.89	3.37
堆芯铀装载量 (t)	121	89
堆芯线功率密度 (kW/m)	17.6	17.9
压力容器内径、高度 (m)	5.2×13.6	4.4×12.9
反应堆冷却剂系统压力 (MPa)	15.5	15.5
每环流量 (m³/h)	2.58×10⁴	2.01×10⁴
冷却剂泵型号	100A	93A-1
冷却剂泵电机功率 (kW)	6000	4480
蒸汽发生器型号	70F-1	52F
蒸汽发生器传热面积 (m²)	6500	4870
汽轮机型号	TC6F54	TC6F44
发电机容量 (MVA)	1715	1310
安全系统机械系列	4×50%	2×100%
安全系统供电系列	2×100%	2×100%
高压安注泵	4×50%	2×100%
安注箱	4×33%	4×33%
低压安注泵	取消	2×100% (与余热排出泵共用)
安全壳喷淋泵	4×50% (与余热排出泵共用)	2×100%
换料水箱	安全壳内	安全壳外
安全壳类型	带钢内衬预应力混凝土安全壳	带钢内衬预应力混凝土安全壳
反应堆保护系统	数字化	模拟
反应堆控制系统	数字化	数字化
主控室	先进主控室	标准主控室

2 先进压水堆 APWR⁺

为了更好地适应建造核电站的环境和形势需要,进一步改进核电站的经济性和安全性,1994 年,三菱公司和日本五个压水堆核电站运营公司启动了开发 21 世纪压水堆计划,命名为先进压水堆 APWR⁺。APWR⁺ 功率更高,达到 1700MW 量级,目前仍处于设计阶段。

开发 APWR⁺ 的目的是在先进压水堆 APWR 设计和运行压水堆的基础上进一步提高核电站的经济性、安全性和可靠性;节省铀资源,充分利用混合氧化燃料 (MOX);降低操作员工作负荷,使电厂在功率运行时安全级设备可维修。具体的设计目标在表 5.3-2 中给出。

2.1 堆芯和燃料组件

APWR⁺ 核蒸汽供应系统的热功率为 5000MW。反应堆堆芯装载 257 个 17×17 燃料组件,燃料活性区高度为 4.27m,线功率密度的适度降低有利于更长换料周期的需要。堆芯采用²³⁵U 富集度小于 5%的燃料和 24 个月换料周期。由于采用了高性能控制棒(吸收体由碳化硼和银-铟-镉联合组成),在使用 1/2 混合氧化燃料 (MOX) 情况下控制棒数可从 77 束减至 69 束,在使用 100% 混合氧化燃料 (MOX) 情况下控制棒需要 85 束。

表 5.3-2 先进压水堆 APWR⁺ 设计目标

指 标		设计目标
提高经济性	核电厂功率容量	1700MW 量级
	设计可利用率	95%
	换料周期	24 个月
提高可维修性	功率运行时核电厂可维修性	允许
充分利用资源	混合氧化燃料 (MOX) 可装载比例	100%
提高安全性	堆芯损伤概率	与 APWR 相当
	停堆工况下堆芯损伤概率	低于 APWR
	安全壳失效概率	堆芯损伤概率的 1/10 (与 APWR 相当)

2.2 反应堆冷却剂系统

APWR⁺ 反应堆冷却剂系统有四条传热环路,每一环路有一台反应堆冷却剂泵和一台蒸汽发生器,系统还包括一台稳压器。为了提高每一环路所带出的热量,采用了反应堆冷却剂流量更高的主泵和传热面积达 8350m² 的高性能蒸汽发生器。稳压器与一个环路的热管段相连,为反应堆冷却剂系统提供了水汽界面。在电厂瞬态中,稳压器吸收或者补充反应堆冷却剂系统水容积,起到了抑制系统压力变化的作用。

2.3 反应堆冷却剂系统主设备

反应堆压力容器内径为 5.2m,压力容器由环形锻件焊接而成,堆芯对应区域没有焊缝。采用堆芯金属反射层,提高了结构可靠性和堆芯中子经济性,降低了压力容器表面中子注量,延长了压力容器的使用寿命。

APWR⁺ 采用了活性区高度为 14 英尺 (4.27m) 的燃料组件,而 APWR 采用的燃料组件活性区高度为 12 英尺 (3.66m)。APWR⁺ 采用了简化的堆内构件下部结构,将堆芯下栅板和吊篮底板合二为一,降低了下部结构高度。因

此,APWR⁺ 压力容器的高度和外径与 APWR 基本保持一致,可使用同类型压力容器。

APWR⁺ 采用固定式堆内测量系统,经压力容器上封头引入,由此取消了压力容器下封头贯穿件,简化了压力容器下腔室结构。堆芯所有中子探测器经支撑筒引至上封头,分成若干组,每组探测器固定在一块平板上,叫做堆内测量子组。这样设计可以缩短换料时对其进行的操作时间,减少操作人员所受的辐射剂量。

APWR⁺ 采用了传热面积达 8350m² 的高性能蒸汽发生器以匹配带出更多热量的要求。为了控制蒸汽发生器外形直径的增加,传热管布置采用了紧凑的正三角形布置方式。另外,预热器的采用提高了蒸汽发生器传热效率,减少了所需的传热面积,控制了蒸汽发生器高度。表 5.3-3 给出了 APWR⁺ 采用的高性能蒸汽发生器和 APWR (70F-1) 蒸汽发生器主要参数的比较。

表 5.3-3 APWR⁺ 高性能蒸汽发生器主要参数与 APWR (70F-1) 蒸汽发生器的比较

	APWR ⁺ 高性能蒸汽发生器	APWR (70F-1) 蒸汽发生器
热量输出 (MW)	1250	1120
蒸汽发生器二次侧压力 (MPa)	6.9	6.1
蒸汽发生器一次侧进口温度 (°C)	327	325
传热面积 (m ²)	8350	6500
预热器	有	无
传热管布置方式	三角形	正方形
高度 (m)	20.9	20.6
上筒体外径 (m)	5.1	4.8
下筒体外径 (m)	3.9	3.9

APWR⁺ 冷却剂泵采用单级离心密封泵,由空冷三相电动机驱动。为匹配带出更多热量的要求,APWR⁺ 每一环路冷却剂流量要比 APWR 提高了 13%。冷却剂泵设计需满足如下的流量和扬程要求:

- (1) 设计流量为 $2.91 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 。
- (2) 设计扬程为 126.5m。

2.4 安全理念和安全系统的配置特性

2.4.1 安全理念

APWR⁺ 安全系统采用四个机械系列,安全系统的供电和仪控也由四个安全系列供给,这样配置一方面提高了电厂的安全性,另一方面使功率运行时电厂安全部件具有可维修性。

APWR⁺ 设计比常规核电站设计采用了更多的非能动安全系统,反应堆冷却剂系统过冷事故下,非能动的硼酸注射箱向反应堆冷却剂系统注射硼酸,以控制反应性。

APWR⁺ 采用蒸汽发生器应急冷却堆芯的设计理念,在保证安全的前提下,取消了高压安注系统,简化了安全系统的配置。

2.4.2 安全系统的主要特性

图 5.3-7 给出了 APWR⁺ 安全系统示意图,包括了能动和非能动系统。APWR⁺ 安全系统的主要特性有:

- (1) 安全系统配置。

为了满足设计目标,APWR⁺ 在安全系统采用四个机械系列的基础上,安全系统的供电和仪控也由四个安全系列供给,如图 5.3-8 所示。四个安全系列与反应堆冷却剂系统四

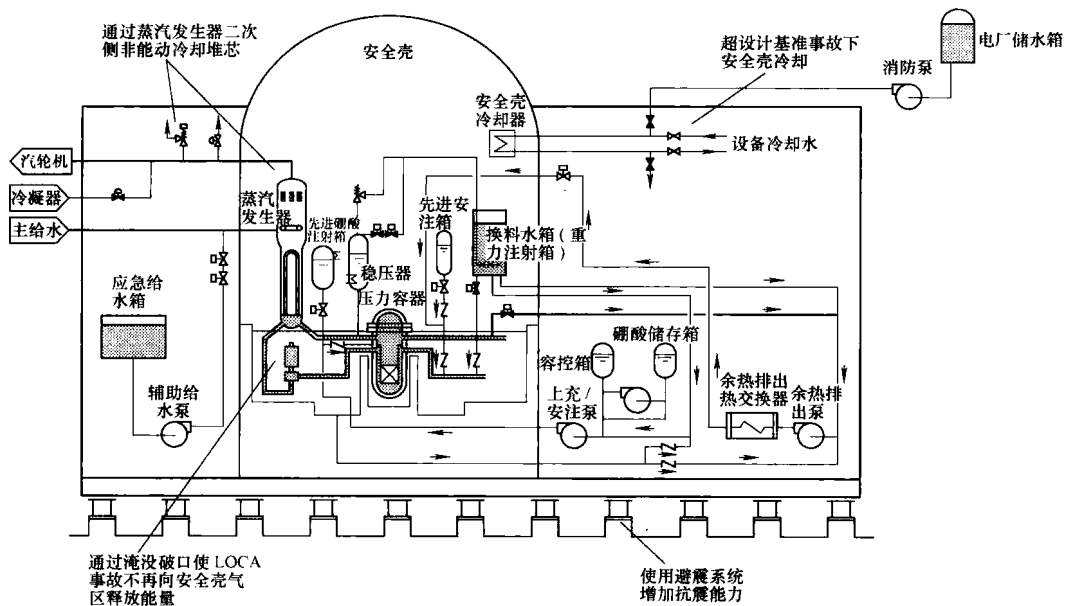


图 5.3-7 APWR+ 安全系统

条环路相匹配。四条安全母线的供电分列由两台应急柴油机和两台燃气轮机提供，具有冗余性和多样性，减少了安全供电系统共因失效概率，大大提高了可靠性。另外由于燃气轮机可由空气冷却，不需要水冷却支持系统，使系统配置得以简化，减小了布置所需空间。

安全系统机械、电气和仪控均采用四个系列配置使核电厂在功率运行时对安全系统进行定期检查和维修成为可能，因此可缩短停堆工况下定期检查和维修时间，提高电厂可利用率；缓和了常规核电厂停堆维修时所需的众多人力资源，使核电厂对维修人力资源需求更为平稳；使核电厂在停堆工况下有更多系列的安全系统可用来缓解事故，因而提高了停堆工况下电厂安全性。

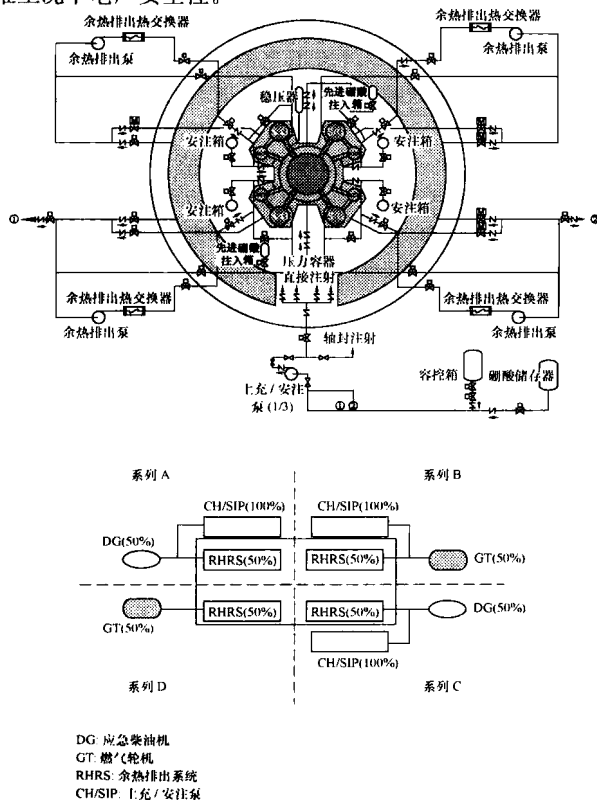


图 5.3-8 APWR+ 安全系统配置

(2) 利用蒸汽发生器冷却堆芯。

APWR+ 采用了蒸汽发生器应急冷却堆芯设计理念。发生小破口失水事故后，为了快速带出堆芯衰变热，并降低冷却剂系统压力，APWR+ 设计采用了蒸汽发生器二次侧快速卸压系统。这个系统的投入带出了冷却剂系统部分热量，加快了事故中反应堆冷却剂系统压力下降，随后先进安注箱的应急注射、低压安注系统投入运行，使堆芯的冷却和衰变热的导出得到了保证。相应的分析论证表明，采用了蒸汽发生器非能动应急冷却堆芯后，在不设置高压安注系统情况下仍能使堆芯在小破口失水事故中保持不裸露。因此，APWR+ 取消了高压安注系统。

(3) 取消安全壳喷淋系统。

在大破口失水事故初期，破口喷放的蒸汽排入安全壳大气中。随着安注系统注入的大量应急冷却水在安全壳内的聚积，安全壳水位将淹没破口，此后破口喷放的蒸汽被冷凝。堆芯衰变热不再排入安全壳大气，而由低压安注系统热交换器带出。而对于那些发生在稳压器波动管等不可能被安全壳水位淹没的破口事故，随着事故的进展，由于衰变热的减小和低压安注的大流量注射，流经堆芯从破口流出的流体焓逐渐下降。当从破口流出的流体为单相液体时，堆芯衰变热同样不再排入安全壳大气。鉴于上述分析和相应的计算分析，APWR+ 设计取消了安全壳喷淋系统。

(4) 采用非能动的硼酸注入箱。

APWR+ 非能动的硼酸注入箱可在事故中向反应堆注入硼酸，引入负反应性以控制堆芯反应性。图 5.3-9 给出了非能动的硼酸注入箱设计理念示意图。硼酸注入箱上部电加热在正常运行时控制硼酸温度至 325℃，而下部硼酸温度小于 280℃。当反应堆冷却剂系统压力下降至低于上部硼酸饱和和压力后，硼酸注入箱内液体沸腾，将下部硼酸注射到冷却剂系统。随着系统压力的下降，硼酸将持续注射堆芯，引入负反应性。采用非能动的硼酸注入箱，改善了反应堆冷却剂系统过冷事故下（如主蒸汽管道断裂事故）反应性控制的可靠性。非能动的硼酸注入箱设计理念已得到了相关的实验验证。

(5) 设置避震系统。

为了提高抗震能力，同时使电厂设计标准化，APWR+ 在安全厂房基础上设置避震系统。避震系统的采用可以减少

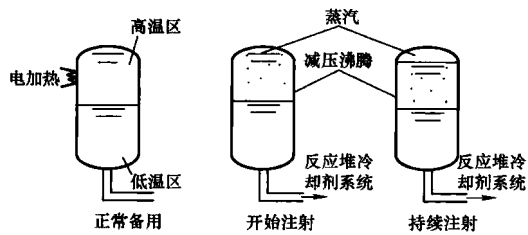


图 5.3-9 非能动的硼酸注入箱设计理念

电厂混凝土使用量,降低管通、托架等支撑要求。

2.4.3 严重事故的考虑

APWR⁺采用了改进的安全系统来满足设计基准事故的要求,安全系统预防或大大降低了严重事故发生的可能性。对于严重事故的缓解,反应堆冷却剂系统淹没系统是 APWR⁺设计的一个特点。

在设计基准事故下堆芯应急冷却由蒸汽发生器非能动冷却、先进安注箱和低压安注系统等提供。如果低压安注系统失效,操作员对反应堆冷却剂系统实施卸压措施,随后打开安全壳操作平台上换料水箱与主管通冷管段相连管道的电动阀。换料水箱内冷却水可依靠重力注入堆芯,在较长的时间内维持了堆芯的冷却。操作员有时间来恢复低压安注系统,处理超设计基准事故。即使换料水箱内的冷却水不能注入堆芯,这些水也将淹没反应堆冷却剂系统。冷却水可以通过破口进入堆芯来冷却堆芯,或者冷却下落至压力壳下封头内的堆芯熔融物,维持压力壳下封头保持不失效,这些结果均避免了更为复杂的严重事故堆外现象的发生。

在严重事故下 APWR⁺安全壳的冷却由安全壳循环冷却器实施,设备冷却水为安全壳循环冷却器提供冷却,如设备冷却水系统失效可由电厂储水箱水来提供冷却,由此提高了安全壳冷却的可靠性,降低了严重事故下安全壳失效概率。

2.5 主要技术参数

表 5.3-4 给出了 APWR⁺ 主要技术参数和安全系统与 APWR 的比较。

表 5.3-4 APWR⁺ 主要参数和安全系统与 APWR 的比较

参 数	APWR ⁺	APWR(敦贺 3/4 号)
电功率(MW)	1750	1538
NSSS 热功率(MW)	5000	4466
环路数	4	4
燃料类型	17×17 改进型	17×17 改进型
燃料组件数	257	257
堆芯活性区高度(m)	4.27	3.66
堆芯等效直径(m)	3.89	3.89
堆芯铀装载量(t)	141	121
堆芯线功率密度(kW/m)	16.7	17.6
压力容器内径、高度(m)	5.2×13.3	5.2×13.6
反应堆冷却剂系统压力(MPa)	15.5	15.5
堆内测量系统	从上封头引入	从下封头引入
中子反射层	金属反射层	金属反射层
每环流量(m ³ /h)	2.91×10 ⁴	2.58×10 ⁴
蒸汽发生器传热面积(m ²)	8350	6500
安全系统机械系列	4×50%	4×50%

续表

参 数	APWR ⁺	APWR(敦贺 3/4 号)
安全系统供电系列	4×50%	2×100%
高压安注泵	取消	4×50%
安注箱	4×50%	4×33%
低压安注泵	4×50%	取消
安全壳喷淋泵	取消	4×50% (与余热排出泵共用)
换料水箱	安全壳内(布置在操作平台上)	安全壳内(布置在安全壳底平面上)
安全壳类型	带钢内衬预应力混凝土安全壳	带钢内衬预应力混凝土安全壳
反应堆保护系统	数字化	数字化
反应堆控制系统	数字化	数字化
主控室	先进主控室	先进主控室

3 先进压水堆 System80⁺

System80⁺是在 System80 成熟技术基础上改进而成的,其改进参照了美国业主要求文件(URD)要求。其主要改进集中在几个方面:增大设计裕量,正常运行功能与安全功能分离,采用数字化仪控与人因工程原则,强化了严重事故的预防与缓解措施。

System80⁺堆芯损伤频率小于 2.8×10⁻⁶/堆年,大量放射性物质释放的频率小于 2.9×10⁻⁸/堆年,满足 URD 要求。

3.1 堆芯设计

3.1.1 堆芯核设计

3.1.1.1 控制棒束反应性控制的设计基准

整个控制棒系统的价值应该能够满足反应堆从热态满功率停闭到热态零功率,并有适当的停堆裕度。System80⁺ 1300MW 选择的停堆裕度是 2% 加上适当的不确定因素的裕度。

3.1.1.2 System80⁺ 控制棒的组成和价值

控制棒系统主要用于补偿比较快的反应性变化,比如热停堆、功率调节和功率分布控制等。为了满足这些要求, System80⁺ 1300MW 设计了两组停堆棒、三组黑棒和两组灰棒。其中黑棒有 68 个,灰棒有 25 个。控制棒的价值如表 5.3-5 所示。

表 5.3-5 控制棒价值 (%Δρ)

项 目	2400MWd/MTU	13 600MWd/MTU
临界硼浓度	1000 ppm	225ppm
停堆棒	-13.61	-14.11
黑棒		
G1	-0.92	-0.96
G2	-0.46	-0.47
G3	-0.30	-0.29
灰棒		
P1	-0.32	-0.36
P2	-0.20	-0.24
总价值	-15.81	-16.43

3.1.1.3 停堆能力

(1) 需要控制的反应性见表 5.3-6。

表 5.3-6 需要控制的反应性 (% $\Delta\rho$)

燃料温度变化	1.0
慢化剂温度变化	2.3
慢化剂空泡效应	0.1
控制棒咬量	0.8
冷却剂最低温度	3.5
需要控制的总反应性	7.7

(2) 停堆裕量。

可用控制棒反应性价值与需要控制的总反应性的比较见表 5.3-7。

表 5.3-7 控制棒可用反应性价值与需要控制的总反应性的比较 (第一循环末) (% $\Delta\rho$)

条 件	反应性
控制棒全部插入, 587°F	15.3
需要控制的总反应性	7.7
卡棒价值	4.6
考虑到最不利组合的停堆裕量	3.0
停堆裕量要求	2.0

3.1.1.4 燃料管理和电厂可利用率

(1) URD 对于燃料管理和电厂可利用率的要求为: 电厂的设计可利用率大于 87%; 换料周期具有 24 个月换料的能力。

为了达到 90% 可利用率的目标, 主要采取下列措施:

1) 延长换料周期 (即采用 18~24 个月的循环周期)。

2) 改进核电厂的换料操作, 以便减少换料操作和检查时间。

3) 采用高可靠性的蒸汽发生器。

(2) 燃料管理。System80⁺ 1300MW 的燃料管理采用低泄漏模式, 1/3 换料, 换料周期为 18 个月。循环的平均卸料比燃耗是 15 300MWd/MTU, 首炉堆芯的平均比燃耗是 24 000MWd/MTU。System80⁺ 1300MW 的燃料管理方案见表 5.3-8~表 5.3-10。

表 5.3-8 首炉堆芯的堆芯组成

组件类型	组件个数	燃料富集度 (% ^{235}U)	每个组件的燃料棒数目	每个组件的可燃毒物棒数目	钆的质量分数 (%)
A0	81	1.8	236	0	—
B0	4	2.9	236	0	—
B5	20	2.9	176	60	1.5
B6	40	2.9	152	84	1.5
B8	16	2.9	112	124	1.5
C0	20	3.7	236	0	—
C1	16	3.7	220	16	1.5
C7	24	3.7	136	100	1.5
C8	20	3.7	112	124	1.5

表 5.3-9 第二炉堆芯的堆芯组成

组件类型	组件个数	燃料富集度 (% ^{235}U)	每个组件的燃料棒数目	每个组件的可燃毒物棒数目	钆的质量分数 (%)
D0	4	5.0	236	0	—
D3	8	5.0	204	32	1.5
D4	8	5.0	188	48	1.5
D5	8	4.4	176	60	1.5
D6	8	4.4	152	84	1.5
D9	44	4.6	104	32	1.5
		4.1	48	52	

表 5.3-10 第三炉堆芯的堆芯组成

组件类型	组件个数	燃料富集度 (% ^{235}U)	每个组件的燃料棒数目	每个组件的可燃毒物棒数目	钆的质量分数 (%)
E0	12	4.5	236	0	—
E1	8	4.5	220	16	1.5
E2	36	4.5	176	60	1.5
E3	24	4.5	152	84	1.5

注 1. 全部燃料棒和可燃毒物上部和下部 18.1cm (4.75%) 有一个天然铀 (0.771% ^{235}U) 的端区。

2. 可燃毒物棒只在中间 80% 长度段含钆, 它的上下 0.381m 不含钆。

3.1.2 堆芯热工水力设计

3.1.2.1 堆芯热工水力设计参数

System80⁺ 热工水力设计参数见表 5.3-11。表 5.3-11 System80⁺ 热工水力设计参数

堆芯热功率	MW _t	3914
电功率	MW _e	1350
系统运行压力	MPa	15.5
反应堆冷却剂入口温度	°C	291
反应堆冷却剂出口温度	°C	324
一回路设计流量最小值	kg/s	20 890
堆芯旁流量最大设计量	%	3
名义子通道水力直径	cm	1.2
堆芯冷却剂平均流速	m/s	5.09
堆芯流通面积	m ²	5.65
堆芯平均质流密度	kg/(m ² ·s)	3594
堆芯燃料棒平均热流密度	W/cm ²	57.8
总的传热面积	m ²	6592
燃料棒平均线功率密度	W/cm	175.9
堆芯功率密度	kW/L	98.4
活性区燃料棒根数		56 876
燃料棒最大热流密度	W/cm ²	135.1
燃料棒最大线功率密度	W/cm	413.4
稳态 UO ₂ 最高温度	°C	1748

3.1.2.2 堆芯热工水力设计特点

(1) 堆芯的功率密度。

几个堆功率密度值比较见表 5.3-12。

表 5.3-12 几个堆功率密度值比较

堆 芯	System80 ⁺	OHI	FRAMATOME	APWR1000
功率密度(kW/L)	98.4	105	109	96.2

由表可见, System80⁺堆芯的功率密度较低, 功率密度低对安全与经济有好处。

在安全方面: 可降低堆芯熔化概率; LOCA事故下, 燃料元件包壳的峰值温度下降; DNB裕量增加; 压力容器所受到的中子注量减少。

在经济方面: 功率密度低, 燃料循环周期可以增长, 燃料的循环费用就下降。

(2) 堆芯热工裕量。

System80⁺在System 80堆芯设计的基础上, 将堆芯冷却剂的出口温度降低了约4℃, 在不影响热效率的情况下, 使反应堆的热裕度由原来的12%提高到15%。

(3) 热效率。

System80⁺的热效率为34.5%, 其主要改进是提高二回路系统的蒸汽压力(7.4MPa)。

3.1.3 核燃料及相关组件设计

System80⁺燃料设计中平均卸料燃料为48 000MWd/TU, 可满足电站可利用率为87%、燃料循环周期为18~24个月、热功裕量为15%的要求。主要改进是降低线功率密度, 提高富集度, 改变可燃毒物, 改进控制棒设计。

3.1.3.1 燃料组件结构和性能

System80⁺燃料结构形式见表5.3-13; 燃料及芯片设计参数见表5.3-14。

表 5.3-13 System80⁺ 燃料结构形式

燃料棒排列	16×16正方形, 无盒
导向管+仪表管	(4+1)×4(棒位)
燃料棒轴向位置	坐底式
可燃毒物棒位置	燃料棒位
尺寸(宽×高, mm)	203.12×4526.28
活性长度(mm)	3810.0

表 5.3-14 System80⁺ 燃料及芯片设计参数

燃料材料	UO ₂
UO ₂ 总装量(kg)	116 603
每个组件燃料棒数(个)	263
芯片直径(mm)	8.3
包壳材料	Zr-4
包壳厚度(mm)	0.64
富集度由堆芯内往外分三区(w/o)	3.3、2.8、1.9

3.1.3.2 相关组件设计

(1) 控制棒组件。

System80⁺的控制棒组件称为CEA(控制元件组件)。System80⁺控制棒组件分为黑棒(48)、黑棒(20)和灰棒(25)三种。其结构和材料设计参数见表5.3-15。

表 5.3-15 控制棒组件结构及材料

组 件	黑棒(48)	黑棒(20)	灰棒(25)
吸收体材料	B ₄ 芯块	Ag-In-Cd或B ₄ C芯块/Ag-In-Cd分段	Inconel625
包壳材料	Inconel625		
衬管材料	347ss	—	—
棒结构	芯分体分段(下端0.32m为细芯块)	芯块为中空圆棒	镍基合金棒
棒尺寸(直径×长度, mm)	φ20.73×6213.6		
吸收体长度(mm)	3441.7+317.5	3759.2	3784.6

(2) 可燃毒物棒。

可燃毒物棒外形尺寸为φ9.7×4097.5mm, 位置插入组件栅之中。其材料吸收体有三种方案可供选择: Al₂O₃-B₄C弥散体或UO₂-Gd₂O₃均匀混合或UO₂-Er₂O₃均匀混合。

3.2 堆本体及燃料储存和操作系统

3.2.1 堆压力容器

3.2.1.1 压力容器参数

内径	4.62m
总高度	15.3mm
平均壁厚	229mm
SS包壳厚	3.3mm
设计压力	1726Pa
设计温度	343℃
材料	SA-508
质量(包括头部)	508 000kg

3.2.1.2 特点

设计制造按照ASMEIII进行; 铁素体和奥氏体材料有足够的抗断裂韧性和耐辐照性能; 容器上、下封头的贯穿件材料选用Inconel690避免贯穿件应力腐蚀裂纹; 为保证运行期间的完整性, 有一套完整的辐照监督和在役检查设备。此外, 堆芯区无环形焊缝, 容器上、下半球形封头均为锻制, 容器上有四个进水管、两个出水管, 四个安注管接在容器上直接注入冷水, 容器顶盖紧固螺栓、螺母螺纹上都涂覆磷酸锰, 在安装时涂高纯度镍基防咬润滑剂, 以防咬死。辐照监督管固定在压力容器内壁, 容器堆芯区母材SA-508的铜含量不大于0.03%。

3.2.2 堆内构件

反应堆堆内构件由堆芯支撑结构、上部导向结构和流量导向板构成。堆芯支撑结构包括吊篮和下部支撑结构, 上部导向结构包括上部压紧组件和控制棒导向筒组件。堆内构件的设计具有以下特点:

(1) 下部支撑结构是一个网络式支撑架, 固定在吊篮底部的内突法兰上。支撑架的上面支撑堆芯及堆芯围板, 下面通过支撑柱固定堆内中子通量测量管(ICI)及ICI管支撑。燃料组件定位销安装在支撑架上, 燃料组件直接就位于支撑架上。

(2) 吊篮上有六个均匀布置的径向支撑键槽, 它们与容器内壁上的六个支撑键配合, 限制吊篮下端的轴向转动。

(3) 在堆芯围板组件的上法兰上, 沿轴向均匀布置了四个限位键。它们与燃料对中板的四个键槽配合, 限制上部导向结构下端的轴向转动, 保证控制棒驱动线的对中。

(4) 增加了流量导向板。流量导向板可以减少堆芯进口流量的不均匀分配, 防止容器下封内产生的旋涡。

(5) 控制棒导向筒组件由大型直立管构成, 管子之间由垂直板连接, 组件外围连接到一个圆筒上, 而圆筒坐落在上部压紧组件的上法兰上。这种结构刚性较好, 保证CEA组件之间的间隔分离, 也限制控制棒导向筒之间的横向冷却剂流动, 从而保持控制棒导向筒组件的正确位置, 使控制棒能够顺利提升/下插。

3.2.3 控制棒驱动机构(CRDM)

(1) 设计要求CRDM承压壳体部件的设计寿命是60年。整个机构的设计保证在不维修的情况下至少运行1.5年, 在不更换零件的情况下至少运行3年。

(2) CEA在堆芯内的位置由三套独立的位置显示系统指示。一套系统通过计算CRDM的电脉冲得到CRDM的步

数而指示 CEA 位置；另两套磁力驱动舌簧接点位置指示系统，沿驱动杆上端的行程每隔一定距离布置两个舌簧接点，当驱动杆顶部的永久磁铁穿过舌簧接点时，磁力使舌簧片闭合，提供一个输出电压，就可以得知 CEA 的位置。

(3) CRDM 的动作行程为 46.63m，最大设计落棒时间是 4.0s。样机落棒试验测出的落棒时间是 2.93s。上面说的落棒时间是指从 CRDM 线圈全部断电到控制棒 90% 插入的时间。

(4) CEA 的提升/下插动作是由一套 CRDM 控制程序控制 4 个线圈（上部钩爪线圈、上部提升线圈、下部钩爪线圈、下部提升线圈）的通电次序，使两套钩爪（上部钩爪、下部钩爪）靠磁力按一定次序进/出驱动杆凹槽并提升/下插驱动杆，从而实现控制棒组件的提升/下插步进动作。当全部线圈同时断电时，控制棒组件靠重力落棒。

总之，System80⁺ 与 System80 的 CRDM 相同，其运行经验已证明它的可靠性。

3.2.4 燃料储存和操作系统

System80⁺ 的燃料储存和操作系统在系统设计、工艺布置及设备设计中都有一些独到的特点。下面就结合特点对其进行简单介绍。

3.2.4.1 系统设计的特点

由于控制棒组件（CEA）在堆芯中的布置是插在燃料组件中的，因此，换料期间对控制棒组件的操作是随上部导向构件（UGS）一起被吊运至换料水池的上部导向构件存放区的。通常情况下，不需要对控制棒组件进行任何操作，只有需要更换旧控制棒组件时，才使用控制棒组件更换平台进行更换操作。

3.2.4.2 工艺布置特点

燃料厂房的布置，燃料接收和发送间及燃料装卸口均布置在燃料大厅的中部。新燃料储存区布置在一端，而乏燃料储存水池则布置在另一端。这种布置有利于用电气连锁和机械止挡，防止乏燃料运输容器吊车载重物通过新燃料储存区上方，防止新燃料操作吊车和乏燃料运输容器吊车通过乏燃料储存游泳池上方，从而保证了燃料操作和储存的安全性。

另外，在乏燃料运输容器运转的路径上，吊运容器时，其底部标高低于燃料大厅整个操作面的标高。这就有效地将容器转运路径限制在规定的区域内，从而避免了容器掉落事故对周围安全设备造成不利影响。

3.2.4.3 主要设备和装置

(1) 乏燃料操作机（SFHM）。

在乏燃料储存桁架与转运装置、乏燃料运输容器装载井及新燃料升降之间进行的燃料操作，由一台称作乏燃料操作机构的设备完成。乏燃料操作机构的轨道铺设在乏燃料储存游泳池两侧。

(2) 燃料转运装置。

燃料转运装置的承载器设有两个燃料组件储放小室。当堆芯卸出的乏燃料组件运至燃料厂房，乏燃料操作机构带着新燃料运行到转运装置倾翻架的上方，将新燃料组件放入承载器储放小室中。然后运行很短的距离，从相邻的储放小室中抓取乏燃料组件运至乏燃料储存格架。在反应堆厂房中，换料机的操作也是如此，在倾翻架上将堆芯卸出的乏燃料组件插入空的承载器储放小室后，从相邻的储放小室中抓起新燃料组件运回堆芯。

(3) 乏燃料储存格架。

乏燃料储存区由 12 个 11×11 储存小室的单独储存格架组成，每个储存格架为不锈钢制成的蜂窝结构。燃料储存区

划分成两个区域：Ⅰ区燃料组件的储存密度为 50%，Ⅱ区的储存密度为 75%。目前情况下共 907 组燃料组件的储存量，能够储存约 10 年的正常卸料加上一个整堆芯的强迫卸料。

(4) 游泳池冷却和净化系统（PCPS）。

PCPS 系统负责乏燃料储存游泳池的冷却、乏燃料储存游泳池和换料游泳池的净化。冷却系统和净化系统都设有两条独立的回路，两条回路相互备用，其间有连管相连。当一条回路中的某个部件出现故障时，可以利用两端的隔离阀将该部件隔离，进行维修，同时以连管旁通至另一回路中。这样的设计便于回路中部件的更换和维修。

3.3 核岛系统设计

3.3.1 反应堆冷却剂系统和超压保护系统

3.3.1.1 反应堆冷却剂系统

反应堆冷却剂系统具有如下特点：

单堆设有两条并联的、下反应堆压力容器连接的封闭回路。每条回路都由一根内径为 1066.8mm 的热段管道、一台大容量蒸汽发生器、两根内径为 762mm 的过渡段管道、两台反应堆冷却剂泵和两根内径为 762mm 的冷段管道组成。

反应堆冷却剂的循环路径为：冷却剂进入反应堆压力容器，通过压力容器与堆芯吊篮之间的通道向下流至压力容器底部，之后折返进入反应堆堆芯，在流动过程中，通过与燃料组件之间的热交换将燃料元件中的裂变热带出堆芯，然后经由两条反应堆冷却剂出口管离开反应堆压力容器。此后反应堆冷却剂通过热段管道进入蒸汽发生器。最后通过过渡管道到达反应堆冷却剂泵，经反应堆冷却剂泵增压后通过冷段管道进入反应堆压力容器，进而重复下一个循环。

反应堆冷却剂系统的正常运行压力是通过稳压系统来维持的。该系统是反应堆冷却剂系统的一部分。稳压系统由稳压器、波动管线、喷雾管线及相关的控制阀组成。波动管线与稳压器的下封头和一条反应堆冷却剂管道的热段相连接；喷雾管线一端与稳压上封头内的喷雾阀相连接，另一端与两条冷段管道相连接，这两条冷段管道与和波动管线连接的管道处于同一环路。

反应堆冷却剂系统的主要参数如下：

NSSS 额定热功率	3800MW _{th}
电功率	1300MW _e
环路数	2(2 根热段, 4 根冷段)
冷却剂总流量	20.8m ³ /s
冷却剂装量(不包括稳压器)	306m ³
设计压力	17.23MPa _{abs}
设计温度	343℃(稳压器 371℃)
反应堆冷却剂温度	
压力容器入口	296℃
压力容器出口	327℃
蒸汽发生器二次侧压力	7.4MPa
设计寿命	40 年(选项 60 年)

两环路设计：

(1) 从安全分析角度来看，4 条冷段管道的布置方式，在发生假想的一条冷段管道断裂事故时，对堆芯冷却能力的影响比其他布置方式（三根或二根冷段）更小，对安全壳峰值压力的影响也较小。

(2) 从电厂运行维修角度来看，双环路布置比三环路或四环路布置具有更多、更大的开发楼板空间，使设备维修期间的倒放和竖起更加方便，从而使工作人员受到的辐照剂量

较低。

3.3.1.2 反应堆冷却剂系统的超压保护和安全降压系统

反应堆冷却剂系统的超压保护由安装在稳压器上封头上的三只机械式安全阀和冷却剂排放箱来完成。两列安全降压管线,每列串联一只电动闸阀和一只电动截止阀,以完成安全降压功能。如果反应堆冷却剂系统压力达到安全阀整定压力,安全阀将自动开启,喷放出的流体被导入反应堆排水箱;如果需要启动快速卸压功能,可以延迟到安全阀开启30min以后,由操纵员完成。排放流体冲破爆破膜后直接排入安全壳。快速卸压功能,只有发生像正常给水和辅助给水全部丧失等超设计基准事故时,才与安注系统一起完成给排功能。

3.3.1.3 主要设备

(1) 蒸汽发生器。

蒸汽发生器具有如下特点:

1) 该设备为立式筒形汽水分离结构,功能上可分为下中的加热蒸发区和上部的(去湿汽水分离)干燥区,壳体直径略大于加热蒸发区壳体直径,两部分由一锥形段过渡。

2) 蒸汽发生器下封头的反应堆冷却剂水室由隔板分成进水和出水室两部分;进水室设有一个内径为1066.8mm的接管嘴,出水室设有两个内径为762mm的出口接管嘴。

3) 加热蒸发段实质上是由传热管束套筒组成的空间。二次侧流体流过此处后,将被加热和蒸发。在U型管出口端管板以上的空间内,分隔出一个半圆形腔室,称为预热段。通过其上的两个给水管嘴,90%的给水将经过预热段蒸发段,其余10%通过下降进入蒸发器。

4) 管束支撑采用“蛋格”结构,“蛋格”之间采用连接拉杆定位。

5) 蒸汽发生器上封头设有两个蒸汽出口管嘴。

6) 使用爆炸胀技术,采用全深度胀管法消除板与传热管间的缝隙。

7) 封头、筒体、管板等处大量使用锻件。

8) 传热管使用 Incone1690TT。

9) 传热管的堵管裕度为8%。

10) 蒸汽发生器的主蒸汽管各装有一支放射性N-16监测器。

(2) 反应堆冷却剂泵。

反应堆冷却剂泵具有以下特点:

1) 立式单级离心泵,电动机布置在泵体上方。

2) 泵体采用锻件。

3) 泵与电动机采用柔联轴节耦接。

4) 飞轮设置在电动机下部。

5) 主泵密封采用三级表面式机械密封。

6) 机械密封设计寿命为4年。

(3) 稳压器。

稳压电源器具有以下特点:

1) 该设备为立式圆筒形结构,上、下封头为半球形。

2) 稳压器热态容积为52m³,正常运行时水容积为25.5m³。

3) 稳压器采用直接浸没式加热器,加热功率为1800kW。

4) 设计压力为17.22MPa.abs,设计温度为371.1℃。

5) 所用制造材料为:锻造低合金钢,内侧堆焊不锈钢。

(4) 反应堆冷却剂管道。

反应堆冷却剂管道具有以下特点:

1) 每一条传热环路含有5个管段:一条内径为1066.8mm的热段管道,两条内径为762mm的过渡段管道

和两条内径为762mm的冷段管道。

2) 反应堆冷却剂管道使用碳钢锻件焊接而成,管道内壁焊奥氏体不锈钢。

3) 为降低现场安装工作量,反应堆冷却剂管道以组件形式供货,管道上的仪表接管座和与子系统连接的管嘴预先在车间内组装好。

3.3.2 核辅助系统

3.3.2.1 停堆冷却系统(SCS)

停堆冷却系统为一安全相关系统,它与主蒸汽、主给水或辅助给水系统一道完成停堆冷却功能。停堆初始由主蒸汽系统将堆芯衰变热带走,送至凝汽器或大气中。当反应堆冷却剂系统的压力和温度降至2.8MPa和177℃时,停堆冷却系统投运,把反应堆冷却剂系统的温度降至换料停堆温度,并在换料期间继续带走衰变热,维持换料温度在允许值以下。除此之外,停堆冷却系统还有以下功能:

(1) 应急安全壳冷却。在反应堆冷却系统或主蒸汽管道破裂后,停冷泵可替代安全壳喷淋泵,输送硼水以冷却安全壳空间。

(2) 低温超压保护。停冷系统投运后,由反应堆冷却剂系统的安全阀来完成。

(3) 换料水输送。在换料操作期间,在换料水箱和堆之间输送换料水。

(4) 电厂启动过程中,在主泵投入前,首先启动停冷泵,再使反应堆冷却剂循环。

(5) 停冷系统投运后可作为净化反应堆冷却的通道。

(6) 在发生严重事故后,利用安注系统和安全降压系统进行的给排操作期间,停冷系统冷却换料水箱。

停冷系统换热器设计参数如下:

数量	2台
设计压力	6.3MPa
设计温度	204℃
设计流量	
管侧(堆冷却剂)	114.12m ³ /h
壳侧(设备冷却水)	1828.8m ³ /h

URD对该系统的要求为:停冷泵不再作为低压安注泵,从安全系统独立出去;增加停冷系统设计压力,以增加运行操作的灵活性。System80⁺均满足此要求。

System80⁺的设计在安全性及运行经济性方面有如下特点:

(1) 采用两个完全独立的系列,分别有吸入返回管线。对正常停堆,每个系列承担50%的换热量;对安全级停堆,每个系列承担100%的换热量。设计中考虑了能动部件和非能动部件单一故障准则。

(2) 停冷泵和安喷泵可互为备用,使停冷泵在堆正常运行时可在设计流量下试验。

(3) 控制的升降温度速率为24℃/h,从系统设备所承受的热应力上考虑,此值越小越好。

(4) 根据停堆冷却整个过程的设计要求,停堆冷却系统在停堆后最晚14h投运,正常停堆时,3.5h后投运。停冷系统投运时间比较晚,这样可使运行人员有较多时间进行分析和操作,对安全可靠性是有利的。

(5) 为了更好地监测减容及环路半管水位运行状态,增设了永久的宽量程和窄量程水位测量。

3.3.2.2 化学和容积控制系统(CVCS)

CVCS系统主要功能如下:

(1) 正常运行和停堆时,反应堆冷却剂系统的化学控制

和净化。

(2) 维持反应堆冷却剂系统要求的容积, 补偿因温度变化, 漏失或添加冷却剂引起的容积变化。

(3) 为反应堆冷却剂泵提供密封注水, 并收集来自反应堆冷却剂泵密封排水。当正常密封注水和设冷水系统出故障时, 用专用密封水注入系统给主泵提供密封水。

(4) 在停堆的最后阶段为稳压器提供辅助喷淋水。

(5) 接收、储存、分离硼化废水, 用于再循环或送至液体物处理系统。

(6) 给乏燃料池提供硼化补水。

(7) 对安全壳内换料水箱提供补水和调整其化学成分。

(8) 为反应堆冷却剂系统 (RCS) 小泄漏提供补水, 为各辅助设备提供补水。

化容系统设计参数如下:

泵	上充泵	专用 RCP 密封注入泵
数量	2	1
形式	离心	正位移 (往复式)
驱动	电动机	电动机
每泵设计流量	34.3m ³ /h	10.116m ³ /h
系统流量		
正常上充流量至 RCS	20.592m ³ /h	
正常下泄和净化流量	22.86m ³ /h	
堆冷却剂泵密封注入	5.94m ³ /h	
堆冷却剂泵密封返回流量	3.672m ³ /h	

URD 对该系统的要求不承担安全功能, System80⁺ 设计 CVCS 系统满足此要求。此外, 该系统设计有如下特点:

(1) 上充泵为两台离心式上充泵。

(2) 容积控制过程, 对于离心式上充泵采用下泄流不变、上充流变化的办法, 在瞬态运行中, 稳压器水位控制系统 (PLCS) 通过调节上充流控制阀的开度来调节和维持稳压器水位。一旦稳压器水位发生大的变化, 则 PLCS 通过控制下泄孔板隔离阀的开度, 使下泄流量产生步进式变化。

(3) System80⁺ 的孔板放在下泄换热器后, 使下泄流先降温后降压, 发生闪蒸危险降低, 运行操作更加简化。

(4) 下泄流由孔板和调节阀共同调节。当反应堆冷却剂系统压力低时, 孔板被旁路, 反用调节阀来控制流量和压力; 当反应堆冷却剂系统压力增加时, 通过调整控制阀开度, 连同孔板一道, 限制下游的压力, 下泄流调节更加有效。

(5) System80⁺ 下泄热交换器布置在安全壳内。

(6) 下泄调节阀后和上充泵前, 分别安装一压力测量装置, 当有异常高压信号时, 可自动将下泄管线安全壳隔离阀或上充管线安全壳隔离阀关闭, 从而降低了反应堆冷却剂向安全壳外释放的可能性。

3.3.2.3 设备冷却水系统 (CCWS)

设备冷却水系统为一安全相关系统, 其目的是带走电厂正常运行和紧急停堆时以及为保持电厂长期冷停堆所需运行设备中产生的热量。其系统参数如下:

泵数量	4
泵设计流量	3452m ³ /h
热交换器数量	4
热交换器壳侧流量 (设备冷却水)	3401m ³ /h
热交换器管侧流量 (厂用水)	3293m ³ /h

System80⁺ 系统在设计、运行以及安全方面有如下特点:

(1) 有两个独立的、与安全有关的、冗余的闭合环路。

(2) 每列有两个泵、两个热交换器 (管壳式)、一个波动箱、一个加药箱、一个放射性监测装置、两个地坑泵和一个换热器维修地坑泵。

(3) 系统运行模式如下:

正常运行	每列一泵	每列一热交换器
正常停堆	4 台泵	4 台热交换器
换料操作	4 台泵	4 台热交换器
安全停堆	1 列二泵	1 列两热交换器
LOCA 后的应急运行	1 列一泵	1 列一热交换器

(4) 在 LOCA 后, 要求一列上的一台泵和一台热交换器运行。此时安注信号将非重要设备隔离, 如未列上的另一台泵将在泵的低压差信号下自动启动。

(5) 保证设冷水热交换器出口温度为 18.3~49℃。

(6) 重要冷却环路的管子和部件为安全 3 级, 安全壳隔离阀和贯穿件为 2 级, 非重要冷却环路的部件为非安全级。

(7) 每个热交换器设冷水管线上装有卸压阀, 防止由于系统隔离而产生的热效应和由于高压系统泄漏而产生的超压。

3.3.3 专设安全设施

3.3.3.1 安全注射系统 (SIS)

System80⁺ 的安全注射系统由两部分组成:

(1) 非能动部分: 包括四台用氮气加压的安注箱, 每条环路配置一台。注入管线连接到反应堆压力容器的注入管嘴上。

(2) 能动部分: 包括四个机械系列, 每个系列配置一台安注泵以及相关的阀门和管道。它们是安全注射系统专用的, 安注泵的冷段注入与安注箱一起连接到反应堆压力容器的注入管嘴上。热段注入连接到热管段的管嘴上。安注泵从设置在安全壳内的换料水箱吸水进行安全注水。

安注泵具有对付直到反应堆冷却剂系统管道两端断裂的所有破口的能力。两台安注泵和所有的安注箱能提供要求的最小冷却堆芯的注水量。对于大破口 LOCA 的长期冷却, 通过手动调整安全注射系统为热段和冷段向热段注水。

其特点为:

(1) ABB System80⁺ 方案能动部分的安注泵是专用的, 并能满足各种破口安注能力。安注泵直接从换料水箱取水进行安全注射。而且由于换料水箱设置在安全壳内, 并与暂存容积箱 (相当于安全壳地坑) 相通, 因此在安全注射的整个阶段没有水源切换问题, 从而可减少切换时可能造成的故障, 系统的安全可靠性得到提高。

(2) 安注泵和安注箱的注射管线直接连接到反应堆压力容器管嘴上, 因而, 不管反应堆冷却剂系统管道在什么位置破裂, 都不会影响安注流量, 这无疑提高了安注的安全可靠性。

(3) System80⁺ 的安全注射系统没有硼注箱 (即通常所说的浓硼箱)。

(4) System80⁺ 方案中设置四台安注泵, 没有高压安注泵和低压安注泵的区别。小破口、中破口和大破口的 LOCA 事故均用同一安注泵进行安注, 可以说, 安注泵的工作范围就比较大。

(5) System80⁺ 的安全注射系统包括四个系列, 每个反应堆冷却剂系统一条环路配置一个系列, 系列间没有交叉管道连接, 管道配置比较简单, 从而操作也比较简单, 整个安全注射流道只需操作几个阀门。

(6) URD 要求简化安全系统, System80⁺ 对安全注射系统作了改进和简化, 例如把冷段注射管线直接连接到反应堆

压力容器的管嘴上；此外，安全注射系统包括有四个机械系列，每个系列连接到反应堆冷却剂系统一条环路上，是相互独立的，它们之间没有交叉的连管，控制操作阀门也减少了；水源的切换操作也没有了。

URD 要求直径 15cm 以下管道破裂不会造成燃料损伤。System80⁺ 对安全注射系统设计成在 15cm 管道破裂事故工况，确保有效安全注入，不会造成堆芯裸露，不会造成燃料元件损伤。

3.3.3.2 应急给水系统 (EFWS)

EFWS 主要功能：

(1) 仅在电厂事故期间向蒸汽发生器提供给水，电厂正常运行时此系统不承担供水任务，而处于备用状态。

(2) 对于导致正常给水丧失的任何事件，包括正常厂内和正常厂外交流电源的丧失，并要求通过蒸汽发生器排除热量时，能自动或手动启动系统供水。

(3) 系统在接到启动信号后 60s 内能输送给水到蒸汽发生器。

(4) 采用文丘里管限制供给蒸汽发生器的最大流量，以防止泵由于超量运行而损坏，并允许操作人员在 30s 内调整和终止应急给水流量，防止反应堆冷却剂系统过冷。

(5) 应急给水储水箱容量考虑：

1) 在主给水管道破裂后，不隔离受到影响的蒸汽发生器给水可达 30min。

2) 向不受影响的蒸汽发生器继续给水。

3) 在热备用工况下运行 8h。

4) 随后，在 6h 内把反应堆冷却剂系统冷却到允许停堆冷却系统投运的工况。

(6) 在达到停堆冷却系统投运工况之前，如果安全相关的水源用完，可调整到取用非安全级水源。

应急给水系统设计成两个独立系列，每个系列向相应的蒸汽发生器供水。每个系列设置一个应急给水储水箱，一台 100% 容量的电动泵，一台 100% 容量的汽动泵，一个文丘里管以及相关的阀门、管道和仪表等。

应急给水泵从其相应的储水箱吸水，排出管线上设有一个止回阀、一个流量调节阀、一个蒸汽发生器隔离阀和一个蒸汽发生器隔离止回阀。一个系列的两台水泵排出管进入安壳及汇合成一根总管连接到蒸汽发生器下降给水接管嘴。文丘里管设置在汇合管上。

两个储水箱之间设置有连接管，任一储水箱可向任何一个系列供水。储水箱有管线连接到非安全级的凝结水水源，此水源可依靠重力储水箱供水。

应急给水泵排出管之间设置有连接管，以增加多用途，使在长期应急运行期间，单台泵可供水两台蒸汽发生器。

应急给水系统有如下特点：

1) 应急给水系统仅在电厂事故工况下，向蒸汽发生器应急供水，不承担正常运行的供水任务。在安全停堆过程中，它向蒸汽发生器提供应急给水导出反应堆余热。因而，要求该系统具有高的可靠性，而不作为电厂正常运行的一个供水的工艺系统，对减少其事故概率和提高安全可靠性是有好处的。

2) 应急给水系统设计成两个完全独立的供水系列，一个系列专用于一台蒸汽发生器供水。这样便消除了两个系列和两台蒸汽发生器之间的交叉连接管道和自动阀门的设置要求，而且，设置有一根带有常关阀门的交叉连接管，这使任何一台应急水泵能向任何一台蒸汽发生器供水。因此，提高

了整个系统的可靠性。

3) System80⁺ 的应急给水系统设计成具有四台 100% 容量的应急给水泵（两台汽动泵和两台电动泵）、两台 100% 容量的应急给水储水箱和限制流量的文丘里管的两个独立系列。

总之 System80⁺ 的应急给水系统的设计符合业主要求文件 (URD) 的简化安全系统的要求。

3.3.3.3 安全壳喷淋系统 (CSS)

安全壳喷淋系统是专设安全设施中的一个安全系统。该系统设计成能降低由于主蒸汽管道破裂或失水事故后的安全壳内的温度和压力，并排除失水事故后安全壳大气中的裂变产物，使在安全壳泄漏事故中，减少厂址边界的放射性。

安全壳喷淋系统使用安全壳换料水箱 (IRWST)，并有两个独立系列（两台安全壳喷淋泵、两台安全壳喷淋热交换器、两根独立的喷淋母管，以及相关的管道阀门和测量仪表）。在事故后，用磷酸钠十二水化合物供给喷淋液控制 pH 值，磷酸钠十二水化合物储存在暂存容积箱 (HVT) 内。

安全壳喷淋系统从安全壳上部区域提供硼水喷淋到安全壳大气空间。喷淋流量由安全壳喷淋泵提供，泵从 IRWST 吸水。喷淋母管位于安全壳厂房的上部，其布置标高使落下的喷淋水滴的时间，在蒸汽—空气大气空间的情况下达到热平衡。蒸汽由下降的喷淋水滴冷凝，从而降低安全壳内的温度和压力。安全壳喷淋设计成其功能可与停堆冷却泵的功能互相转换。安全壳喷淋泵和安壳热交换器可以作为停堆冷却泵和停堆冷却热交换器的备用，以提供余热排出和安全壳内换料水箱的冷却。

安全壳喷淋系统两个系列的环形母管和喷嘴布置成能提供最大的安全壳容积的覆盖范围，分成三个喷淋区进行布置。在喷淋 I 区里，每个喷淋系列包括六个从上到下环形母管，共装有 126 个喷嘴；在喷淋 II 区里，每个系列有两个环形母管，共装有 163 个喷嘴（包括喷淋 I 区的六个环形母管上向喷淋 II 区喷淋的 42 个喷嘴）；喷淋 III 区，每个系列包括装有 40 个喷嘴的部分环形母管。

其主要有如下特点：

(1) 安全壳喷淋系统的喷淋水源来自安全壳内的换料水箱，而且该箱与安全壳内的暂存容积箱（相当于安全壳内的集水地坑）相连通，因此，在运行过程中没有水源切换问题，安全可靠率高。

(2) 安全壳喷淋泵与停堆冷却泵设计成可互为备用，安全壳喷淋泵和安全壳热交换器可以作为停堆冷却泵和停堆冷却热交换器的备用，以提供余热排出和安全壳内换料水箱的冷却。这对提高安全壳喷淋系统和停堆冷却系统的安全可靠性是有好处的。

(3) 换料水箱设置在安全壳内，而且换料水箱与暂存容积箱 (HVT) 相连通，因此，安全壳喷淋系统在运行过程中不存在水源切换问题，简化了系统设计和系统的运行操作。

(4) System80⁺ 环形安全壳喷淋系统共设置有 18 个喷淋环形母管，658 个喷嘴。

(5) 当全部给水流量丧失，不能利用蒸汽发生器排除事故后余热的事件时，可以用安全注射系统和安全卸压系统进行“注水和排放”冷却反应堆冷却剂系统。

3.3.3.4 安全降压系统

安全降压系统主要有如下功能：

(1) 为稳压器和反应堆压力容器上封头提供一具有安全级的排放不凝气体的手段。

(2) 在发生稳压器主喷雾流和辅助喷雾流全部丧失时，

为反应堆冷却剂系统提供一具有安全级的降压手段。

(3) 在发生给水全部丧失的超设计基准事故时, 为反应堆冷却剂系统提供快速降压, 以便启动反应堆冷却剂系统注水排放通道。

(4) 在发生堆芯熔化的严重事故之前, 将反应堆冷却剂系统压力从 17.2MPa. abs 降低到 1.72MPa. abs。

System80⁺ 的安全降压系统直接排放到安全壳内的换料水箱。

System80⁺ 的安全降压系统在启动快速卸压功能时, 可在安全阀起跳 30min 后由操纵员手动完成。

总之, 安全降压系统的设计, 不但充分考虑了反应堆冷却剂系统的设计基准事故, 而且还考虑了超设计基准事故工况, 系统功能更加完善, 对各种事故的防御能力有很大提高。

3.4 System80⁺ 安全性能

3.4.1 堆芯安全性能

在堆芯设计中采用较低的功率密度, 加大热工裕量, 使用部分黑棒作堆芯功率控制尽量减少硼控, 采用可燃性毒物, 在整个寿期内慢化剂温度系数都为负值, 提高了堆芯的安全性能。

用部分黑棒控制功率, 基本上不调硼, 可大大减少电厂放射性废物的处理量, 从而相应增加了电厂安全特性。

3.4.2 专设安全设施和安全相关系统的安全性能

专设安全设施有高压安注系统 (SIS)、安全降压系统 (SDS)、紧急给水系统 (EFWS)。与安全相关的系统停堆冷却系统 (SCS), 在安全性方面:

(1) SIS 为两组四个系列, 每组各有两台 100% 容量的泵、两台安注箱, 其特点是安全注直接注入反应堆压力容器, 安注泵为专用的泵, 各组之间进行分隔减少交叉连接。

(2) SDS 为两个系列, 给反应堆冷却剂系统 (RCS) 提供快速降压的功能。

(3) 两组独立的 EFWS, 每组带一台电动泵和一台汽动泵, 其容量都是 100%。共有两台 100% 容量的应急给水箱 (EFWT), 能提供 48h 的余热排出能力, 对 48h 以上的冷却要求, EFWT 可从其他系统得到补充水。

(4) SCS 带两台具有高压下工作能力的水泵, 系统的设计压力为 6.2MPa, 加强了在 mid-loop 工况下水位的测量, 增添了旋涡检测装置, 在紧急给水管线上安装了文丘里喷嘴以便限制去往破裂的蒸汽管线的给水量。

(5) 严重事故后的缓解设施, System80⁺ 供大于 0.02m³/MWt 的堆芯熔渣冷却表面和氢气点火器。

(6) 安全壳喷淋系统 (CSS) 和停堆冷却系统相连接, 使两系统的水泵可互为备用, 从而提高了系统的可靠性。

(7) 改进后 SIS 能确保在 254mm 直径冷段破裂的情况下堆芯仍能不裸露。

(8) SDS 能很快地降低 RCS 的压力, 从而降低了在堆芯熔化事故下高压熔融堆芯喷射到安全壳的可能性。

(9) 增加停堆冷却系统 (SCS) 的设计压力、增添旋涡检测器和加强 mid-loop 工况下的水位测量等改进措施, 使 SCS 在抵御系统间泄漏和防止在 mid-loop 工况下 SCS 功能失效能得到很大的改善, 这两点都是 URD 对改进型轻水堆所提出的要求。

(10) 稳压器容积加大了 33%, 这增大了对瞬态响应的裕量, 减少了汽轮机停机后停堆的可能性, 使稳压器中电加热器不易裸露。蒸汽发生器二次侧水量的加大增加了对给水管线破裂事故的应变能力, 增加“煮干”时间, 另外, 也改

进了随负荷变化的控制。Inconel 690 管材的使用和传热面积的增大也减少了蒸汽发生器传热管破裂的可能性。

(11) 采用四台主冷却泵, 四条冷却剂入口管线。相对三回路 PWR 而言, 入口管线直径较小, 较小口径的管线在事故条件下引起的安全壳峰值压力比较低。

3.4.3 事故安全

3.4.3.1 设计准则

(1) 燃料元件包壳最高温度不能超过 1204℃。

(2) 计算的包壳氧化浓度不能超过包壳氧化前总厚度的 0.17 倍。

(3) 由包壳与水 and 包壳与汽的化学反应产生的总氢量不超过假设所有包壳属都参加反应所产生氢量的 0.01 倍。

(4) 堆芯几何形状仍保持堆芯可冷却性。

(5) ECCS 能长期冷却堆芯, 导出余热。

3.4.3.2 计算程序

在大破口 LOCA 分析中, 喷放阶段采用了 CEFLASH-4A 程序, 对再充水和再淹没阶段采用 COMPERC-II 程序。由它们算得的堆芯热工水利参数再输入到 STRIKIN-II 程序以计算热棒包壳的瞬态温度, 从而算得包壳峰值温度和最大包壳氧化量, 同时也由 STRIKIN-II 算出 HCROSS 和 PARCH 程序所需要的蒸汽冷却的换热系数。全堆包壳的总氧化量又由 STRIKIN-III 和 COMAIRC 程序算出, 对再充水和再淹没采用 COMPERC-III。

3.4.3.3 结果分析

System80⁺ 对在 LOCA 事故分析中对不同大小、不同位置的破口进行了大量的计算, 最终得出:

(1) 包壳峰值温度不超过 1193℃。

(2) 包壳最大氧化深度不超过包壳厚度的 0.0843 倍。

(3) 包壳化学反应氢的产生量不超过总量的 0.0843 倍, 在 LOCA 下准则 4 和 5 也能满足。

由此可见, LOCA 事故分析在最不利的条件下 (如燃料循环周期初的慢化剂温度系数、考虑蒸汽发生器堵管 10% 情况下的传热情况等), 对各种不同破口位置和面积 (从 0.046m² 到双端剪断) 都进行了分析, 分析表明 SIS 设计能确保在燃料元件峰值线功率限值 45kW/m 和 102% 额定功率条件下, 满足设计准则的要求。

3.5 仪表和控制系统

3.5.1 NUPTEX80⁺ 先进控制综合体 (ACC)

NUPLEX80⁺ 先进控制综合体是一个以计算机为基础的全厂监测、控制和保护系统。包括的设施及设备有主控室、计算机房、远距离停堆盘、技术支援中心和测量仪表和控制设备间。按系统功能包括六大系统:

(1) 数据处理系统, 它由主处理器、智能显示器、CRT 和其他支援设备组成, 对蒸汽及电力产生过程进行监测。

(2) 分散指示和报警系统, 是以微处理器为基础的分散式的分段结构, 分别用于事故后监测和维持正常运行。

(3) 电厂保护系统, 包括反应性保护系统和专设安全设施驱动系统, 是一个以编程逻辑控制器和小型计算机为基础的系统, 当信号超过整定值时, 执行紧急停堆, 以及必要时驱动专设安全设施投入运行。

(4) 专设安全设施部件控制系统, 是一个以编程逻辑控制器为基础的系统。它包括安全壳隔离、主蒸汽隔离、安全、应急给水、安喷、安全降压及支持系统。

(5) 过程部件控制系统, 是一个以可编程逻辑控制器和微处理器为基础的系统。

(6) 功率控制系统, 是一个可编程逻辑和分散的微处理器为基础的系统。

对六大系统, 在此不再累述。

先进控制综合体的先进主要反映在:

(1) 信息传输利用了数字化数据通信技术, 使用了远距离的分散信号多路传输技术, 提供了多重冗余数据通信并采用了各种错误检查方法。多路传输技术和光纤电缆的使用, 使所要求的传统电缆数量减少了 70%, 而且提高了可靠性。

(2) 信息处理, NUPLEX80+ 先进综合体对接收的信息进行综合处理, 减少了报警信息和显示信息的数量, 改进其有效性, 使操纵员能很快地把相应的信息和电厂的安全状态或性能联系起来。此外, 为了区分电厂故障报警, 在报警前进行信号确认, 把虚假信息或者仪表故障报警信号去除; 采用动态报警处理技术, 把电厂当前运行方式与设备状态联系点起来, 进一步减少不必要的报警信息。因此, System80+ 所要求的报警数量减少了 60%。

(3) 信息显示, 先进综合控制体使用三种不同的信息显示装置, 它们是: 大屏幕电厂概貌模拟图显示, 采用平板显示技术固定位置报警板和分散指示器, 以及带触摸屏的 CRT。

电厂概貌模拟图以易理解和符合人因工程原则的方式, 提供经计算机化数据处理的关键电厂变量的动态显示, 使操纵员和监督员能迅速确定电厂运行状态。

分散指示器以数字、模拟量和随时间变化的形式连续显示关键参数值, 而且这些数值是对多个传感器的测量值进行确认并平均之后得到的, 因而提高了精度。显示信息经智能化处理, 通过信息合并, 把所要求的分散指示器的数量减少了 80%。

CRT 显示页面在逻辑上有个三层次结构, 分别为操纵员提供电厂系统总的监测信息、支持控制动作的信息和显示支持诊断任务的信息显示。

(4) 先进控制室, 主控盘布置成环形, 并采用模块化分段结构工作站方式。每个工作站都以符合人因工程原则及做法安排布置各种报警、显示和控制设备。人机接口使用设计模型进行, 通过模型进行方案选择和验证各种动作的合适性。这又是 System80+ 综合控制体设计的特点。

(5) 应对采用更新技术的措施, 一座核电厂寿期为 40~60 年, 而仪控技术发展又很快, 为了适应新技术的发展, System80+ 设计 NUPLEX80+ 综合控制体采用了开放式

的硬件和软件结构。对于硬件, 开放式结构使今后增加设备而无须担心接口的不相容性; 对于软件, 若增加附加程序或把现有程序转移到未来的硬件设备上都很容易做到。

3.5.2 安全相关显示仪表

在核电厂仪控系统中, 除保护系统之外最重要的就是安全相关显示仪表。三哩岛事故后的各国行动计划中对仪控系统的改进也主要集中在安全相关显示仪表和控制室设计中的人因工程方面, 这里就 System80+ 安全相关显示仪表的特点简列如下。

3.5.2.1 一体化的显示原则

NUPLEX80+ 采用了一体化的信息显示体系, 即安全相关和安全无关的两种电厂参数采用同一显示体系, 用于事故监测的仪表同样也用于正常电厂运行。系统中采用的分散显示器, 同一块表可显示几个冗余通道宽、窄量程的同一过程参数。正常时只显示多个探测器中正常探测器数据的平均值, 需要时可通过触摸选择所有探测器的数值。

3.5.2.2 信号确认和自动变量程显示

所谓信号确认, 即所显示的平均值被认为是确认过的数据。确认过程是将多个测量参数通过比较, 去除偏离的传感器而显示为好的传感器测量的平均值。

所谓自动变量程式显示, 即由分散显示微处理器首先进行窄量程传感器数据处理, 以显示对运行人员有用的精确数据; 当由于事故窄量程的传感器有效数据不能确定时, 微处理器的确认和显示过程就自动转到宽量程传感器。

3.5.2.3 安全参数显示系统和事故后监视仪表的统一

System80+ 没有单独的安全参数显示系统。它采用了分散的微处理器为基础的显示体系后, 可以将“安全参数显示系统”和安全相关系统参数的显示统一起来。这样做, 不但有电厂数据处理系统为基础的 CRT 集中显示, 还有分散微处理器为基础的分散显示。其中对事故后监视仪表和堆芯不充分冷却监视仪表还设置了实体隔离的、硬接线的单独通道冗余的连续监视。

3.6 System80+ 总体布置

3.6.1 电厂平面布局

System80+ 核电厂的总平面布置图见图 5.3-10。

3.6.2 System80+ 主厂房立面布置

System80+ 主厂房立面布置图见图 5.3-11。

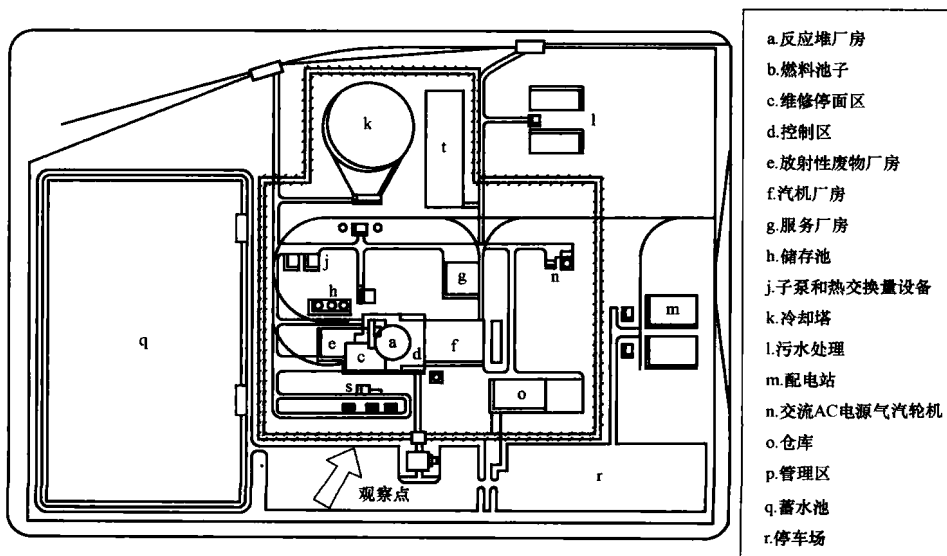


图 5.3-10 System80+ 核电厂的总平面布置

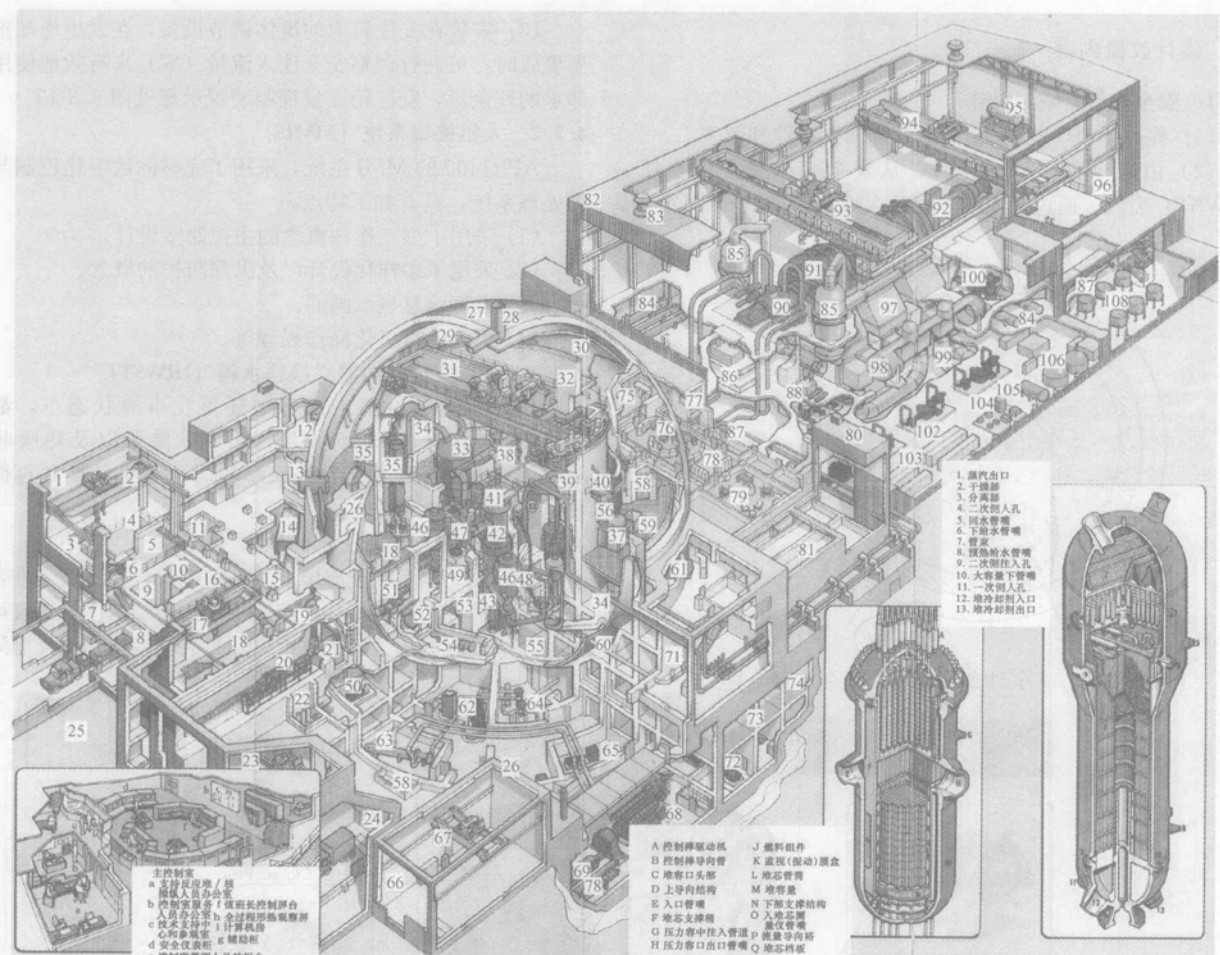


图 5.3-11 System80+主厂房立面布置

1—燃料厂房；2—燃料厂房上部起吊设备；3—新燃料储存；4—新燃料桥查询；5—桥燃料装卸区；6—旋臂吊车；7—燃料水池；8—运货舱；9—容器放置；10—容器情况；11—设备入口井（孔）；12—设备冷却水调压槽；13—人员入口；14—环形排气；15—HVAC 桥查；16—乏燃料池；17—乏燃料池桥式吊车；18—燃料及换井；19—扬机设备；20—扬机转换系统；21—燃料转运近道；22—管子松重；23—货运舱上部吊车；24—货运舱；25—辐射为弃设施；26—通风室；27—反应堆厂房屏蔽；28—通风烟囱；29—钢安全壳；30—安全壳喷淋管；31—（极）轨道设备；32—（设备）样；33—蒸汽发生器；34—主蒸汽管；35—稳压器；36—稳压器排风扇；37—安全注入水槽；38—控制棒驱动机构冷却导管；39—控制棒驱动机构冷却设备；40—控制棒组件及换台；41—电线托盘系统区；42—控制棒驱动机构；43—反应堆容器；44—堆芯仪表管；45—密封台；46—堆冷却剂泵；47—燃料厂房（吊车）；48—堆冷却剂管道（热端）；49—堆冷却剂管道（冷端）；50—燃料池冷却泵；51—燃料转运系统翻料装置；52—堆排水槽（池）；53—支撑空间（容积）；54—下泄热交换器；55—安全壳内及换燃料水储存池；56—单轨设备；57—急臂设备；58—电线托盘；59—安全壳冷却通风装置；60—给水管；61—工作人员入口；62—安全注入泵房；63—安全壳喷淋热交换器；64—安全壳喷淋泵；65—应急给水泵；66—高温切割厂房；67—桥式吊车；68—应急柴油发电机；69—柴油排气消声器；70—水和润滑冷却器；71—主蒸汽阀；72—设备冷却水泵；73—应急给水储存槽；74—正常冷却水；75—计算机房；76—控制室；77—观察台（长部）；78—托盘组合房；79—休息间；80—电梯和楼梯；81—工作人员消防间；82—汽机厂房；83—顶部通风机；84—给水加热器；85—脱水再热器；86—润滑油储存池、泵和冷却器；87—主蒸汽器管；88—控制流体设备和冷却器；89—凝汽器空气移出；90—高压汽轮机；91—低压汽轮机；92—发电机；93—汽机厂房吊车；94—辅助吊车；95—汽轮机冷却水调压池；96—超重设备区；97—凝汽器；98—脱氧器；99—循环水出口；100—冷凝泵；101—启动给水泵；102—电动给水和增压器泵；103—给水泵控制器；104—管水安装区；105—管水储存池；106—废物储存槽；107—开关（配电）装置设备；108—冷凝终端过滤器

4 先进压水堆 APR1400 简介（韩国）

韩国水力与核电公司、韩国电力工程公司、韩国原子能研究院等一起联合在 System80 的基础上开发了 APR1400。APR1400 在安全理念上充分考虑了国际原子能机构新的法规要求，考虑了技术进步，如采用严重事故预防与缓解措施、数字化仪控与先进主控制室等。其技术一般采用国际合作加自主开发。由于 APR1400 与 System80+ 有相同性，这里只对其基本特点进行介绍。

4.1 主要设计特点

APR1400 的主要设计特点见表 5.3-16。

表 5.3-16 APR1400 的主要设计特点

堆型	压水堆	安全性	堆芯损伤频率 安全壳完整性 丧失频率	<10 ⁻⁵ /年 <10 ⁻⁶ /年以下
容量	1400MWe			
电站设计寿命	60 年	工作人员辐射量		1·Sv/年
抗震设计	SSE0.3g	热工裕量		15%以上
容量因子	平均 90%	应对全厂停电时间		最小 8h
非计划停堆次数目标	0.8 次以下/年	安全壳		PS 混凝土安全壳
换料周期	18 个月			
甩负荷条件	100%甩负荷时，厂内负荷运行功能			

4.2 设计改良内容

4.2.1 安全注入系统 (SIS)

(1) 提高 APR1400 安全注射系统的冗余性和效率。

(2) 由四个独立序列组成, 从安全壳内置换料水箱 (IRWST) 吸入, 通过反应堆容器注入堆芯, 见图 5.3-12。

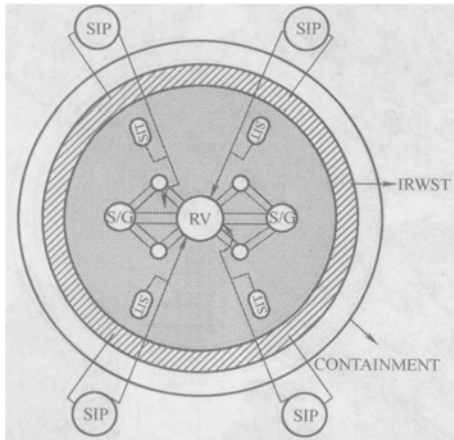


图 5.3-12 4 序列直接压力壳安全注射系统

(3) 安装在安注箱内的流体调节设备, 在发生冷却剂丧失事故时, 可通过调整安全注入流量 (率) 来有效地使用冷却水的残余量, 安注箱流量控制装置示意图 5.3-13。

4.2.2 人机接口系统 (MMIS)

APR1400 的 MMI 系统, 采用了完整的数字化控制与数据处理系统, 具有如下特点。

- (1) 采用小型工作站概念的主控制室设计。
- (2) 采用了多样化设计以及纵深防护的概念。
- (3) 大型信息显示画面。
- (4) 引入计算机化操作规程等。

4.2.3 采用安全壳内置式换料水箱 (IRWST)

IRWST 无论在正常运行中还是在事故状态下, 都需保证安全壳内的冷却剂收集、输送、储藏以及热吸收功能, 因而就在发生冷却剂丧失事故时也不必转换到再循环状态。

4.2.4 一体化反应堆上部结构体 (IHA)

设计成一体型的反应堆上部结构体, 合并了反应堆容器上盖上面部分的所有组件。而这种一体型结构体, 不仅可缩短与反应堆容器相关的工作程序和再装料时间, 而且可降低工作人员的放射线辐射量。

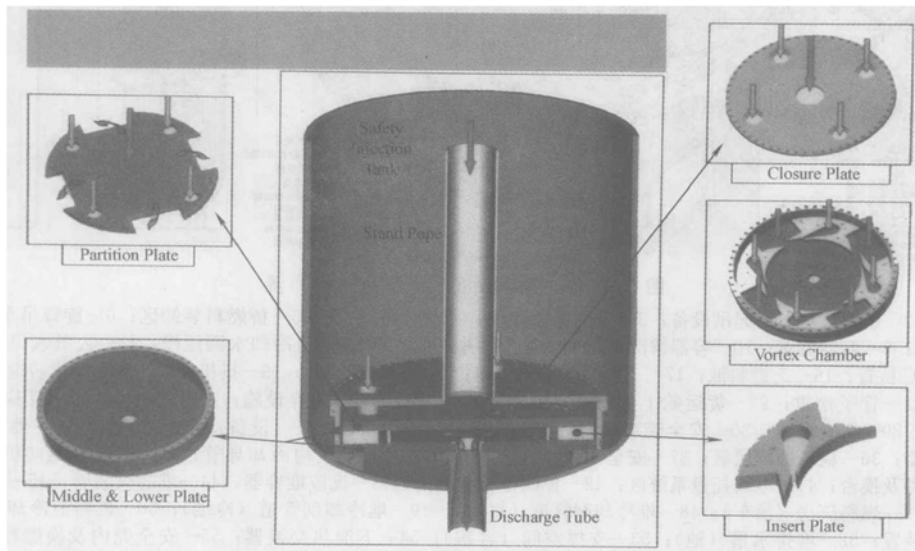


图 5.3-13 安注箱流量控制装置

4.3 更加提高的安全性

增大的设计裕量: 加大了设备容量; 更多的堆芯热工裕量; 增强了抗震设计。

更高的系统可靠性和能力: 安全注射系统以及辅助给水系统采用四个序列, 增强了多重性; 压力控制用先导式安全卸压阀 POSRV; 堆芯应急冷却采用的供水和排水运行 (feed-bleed)。

采用了新的安全设计概念: 消氢系统采用非能动催化型氢气复合装置; 在超设计基准或严重事故情况下, 为冷却堆芯, 采用了堆腔注水系统 (见图 5.3-14); 为应对全厂停电, 采用了替代交流电源。

重大事故缓解系统:

(1) 反应堆容器外壁冷却系统 (ERVCS)。

在假想的堆芯熔融事故情况下, 把堆芯熔融物滞留在容器内。

(2) 非能动催化型氢气复合装置。

LOCA 或发生严重事故后, 控制安全壳内的易燃气体。

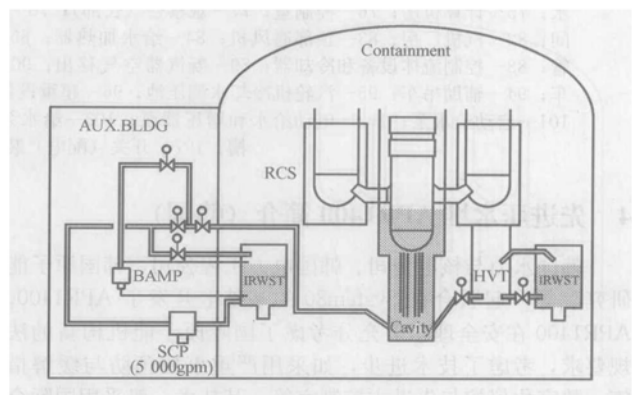


图 5.3-14 堆腔注水系统

(3) 堆腔注水系统。

长期冷却已熔融的堆芯, 以维持安全壳的完整性。

Apr1400 的设计与运行数据见表 5.3-17。

表 5.3-17 设计与运行数据

核蒸汽供应系统	冷却环路数	2
	冷却剂系统体积	453.6m ³
	正常运行时的蒸汽流量	8 141 940kg/h
反应堆冷却剂系统	冷却剂流量	7.56×10 ⁷ kg/cm ²
	运行压力	1551.4Pa
	冷却剂温度(反应堆入口)	290.6℃
	冷却剂温度(反应堆出口)	323.9℃
堆芯	长度	381cm
	直径	365cm
	平均线形功率密度	18.38kW/m
	核燃料组件数	241
	控制棒组件数	93
	换料周期	18 个月
安全壳	形式	圆筒状预应力混凝土
	内径	45.7m
	高度	74.7m

5 一体化压水堆核电站

5.1 总述

传统的压水堆系统是由大直径的主管道将反应堆本体和冷却剂系统的主要设备（主冷却剂泵、蒸汽发生器、稳压器）连接成环路，构成反应堆冷却剂的循环通道，这种布置形式的压水堆系统通常称为“环路式压水堆”，或者称为“分散布置压水堆”。目前已建成运行的压水堆几乎都是环路式压水堆。一体化压水堆的布置形式则完全不同，它取消了主管道，将反应堆各部件与冷却剂系统的各主要设备融为一体，全部包容在反应堆压力容器内，并在其中构成反应堆冷却剂的循环通道，冷却剂仅在反应堆压力容器内循环流动。典型的环路式压水堆与一体化压水堆的布置见图 5.3-15。显然，环路式压水堆系统所占用空间比一体化压水堆大得多，并存在因主管道断裂而导致的大破口失水事故的风险，但其主要设备的检查和维修较方便。一体化压水堆布置非常紧凑，占用空间小，并且避免了大尺寸主管道断裂的可能性，因此它可以采用小尺寸安全壳。其固有缺点是反应堆压力容器内的主要设备、部件的检查和维修困难，因而要求这些设备和部件必须具有更高的可靠性。

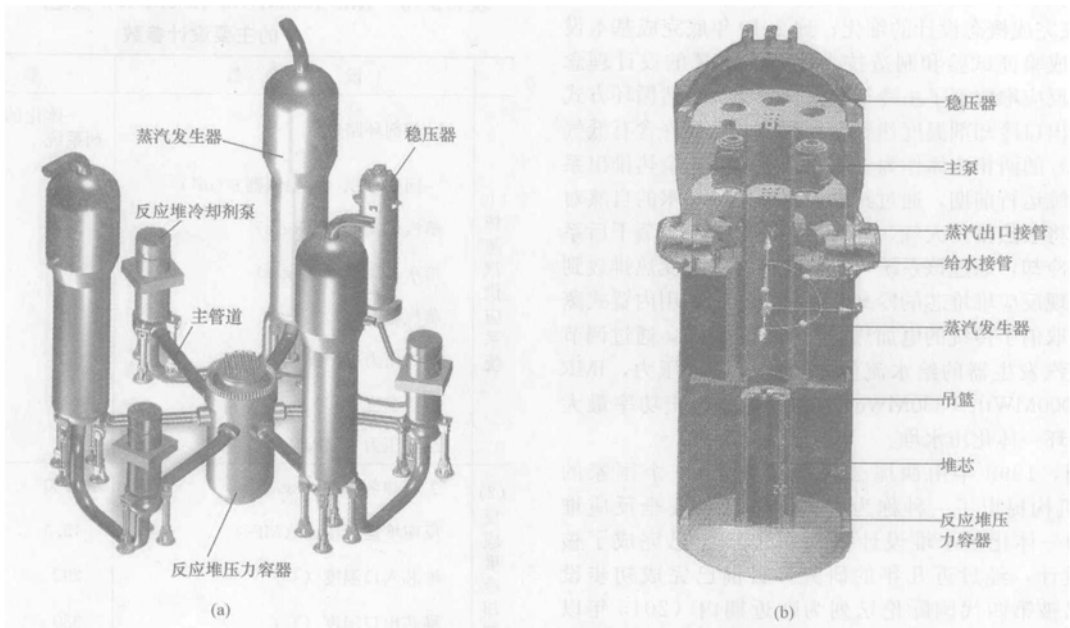


图 5.3-15 典型的环路式压水堆和一体化压水堆布置
(a) 环路式压水堆（三环路）；(b) 一体化压水堆

自从 1959 年美国 B&W 公司首次提出“一体化锅炉反应堆（IBR）”概念设计以来，已经过去了 40 多年。在这 40 多年中，又有许多国家陆续加入到了一体化压水堆研究开发的行列，提出了数十种功率规模不等、用途不同、结构形式各异的一体化压水堆设计方案。其中，用于发电的一体化压水堆方案有 10 多种，如俄罗斯的 VPBER-600、日本的 SPWR 和 IMR、阿根廷的 CAREM、意大利的 ISIS 和美国的 I-RIS 等。一体化压水堆在功率规模上变化范围很大，最小的一体化压水堆是日本原子力研究所研发的 DRX 堆，堆功率仅有 0.75MWth，它是为深海科学考察船设计的核动力堆，可提供 0.15MWe 的动力。功率最大的一体化压水堆是俄罗斯研发的 VPBER-600，单堆功率达 1800MWth（640MWe），该堆原设计将四台立式主冷却泵安装在压力容器底部，后来

改为六台横置泵安装在堆芯以上的压力容器中部。一回路压力选择也比较灵活，可以从几兆帕，到十几兆帕，甚至于可以达到超临界压力。一体化压水堆还有一个重要特点，即一回路冷却剂流程短，流动阻力小，因此可以不设主冷却剂泵，完全采用自然循环方式运行，这是传统环路式压水堆难以做到的。

尽管国际上提出了许多一体化压水堆设计方案，做了很多研究工作，但由于一体化堆的经济竞争力和能源市场需求以及本身的技术难度等因素，实际建成的一体化压水堆并不多。据资料报道，到目前为止，世界上已建成运行的有 6 种一体化压水堆，即：德国的 FDR 堆，功率为 38MWth，应用在“奥托哈恩”号矿沙运输船上，1968 年建成，早已退役；法国的 CAP（48MWth）和 K15（150MWth）堆，分别

装备在“宝石级”攻击型核潜艇和“凯旋级”弹道导弹核潜艇上,其中 K15 双堆装备在“戴高乐”号核航空母舰上,已于 1996 年为法国海军服役;前苏联的 ABV-1.5 全自然循环小型一体化压水堆,功率为 12MWth,用于热电联供;前苏联的 AST-500 全自然循环一体化压水堆,功率为 500MWth,用于核供热;我国清华大学的全自然循环一体化轻水堆,功率为 5MWth,用于核供热。其他的一体化压水堆设计方案均处于不同的研究开发阶段,已建或在建的完全用于发电的一体化压水堆还没有。

由于一体化压水堆将主要设备都包容在反应堆压力容器内,故其压力容器尺寸比同等功率规模的环路式压水堆大很多。然而压力容器的尺寸受到制造和运输能力的限制,导致一体化压水堆的功率不可能很大,因此,这种堆型更适合于移动式核动力装置、核供热、海水淡化和小型核电厂等。在经济竞争力方面,由于功率规模和设备可靠性、维修性等原因,一体化压水堆还很难与大型环路式压水堆核电厂抗衡。如何提高一体化压水堆核电厂的经济性是今后需要进一步重点研究的课题。

在日本,三菱重工业、京都大学、电力中央研究所和日本原子力发电等多家研究机构,2000 年提出了一体化模块式轻水堆 IMR 的基本概念。从 2001 年开始,经过 4 年的优化设计和试验研究,验证了 IMR 基本概念的可性,计划到 2007 年底完成概念设计的细化;到 2010 年底完成基本设计,同时完成验证试验和制造技术研究。IMR 的设计理念比较新颖:反应堆取消了主冷却剂泵,采用全自然循环方式运行,堆芯出口冷却剂温度达到饱和温度,并允许含有低气泡率(20%)的两相流体作为工质;采用非能动余热排出系统,即该系统运行前期,通过其高位水箱中冷却水的自然对流和蒸发,将余热排到大气,运行后期,当冷却水蒸干后系统则由空气冷却,通过该系统可直接将堆内的衰变热排放到大气中,实现反应堆堆芯的冷却和系统降压;采用内置式蒸汽稳压器,取消了传统的电加热和喷淋稳压方式,通过调节汽空间内蒸汽发生器的给水流量来控制反应堆压力,IMR 的功率为 1000MWth (330MWe),这是迄今为止功率最大的全自然循环一体化压水堆。

在美国,1999 年由西屋公司牵头联合 10 个国家的 21 家研究机构提出了一种称为“国际革新与安全反应堆(IRIS)”的一体化压水堆设计概念。2001 年已完成了核电厂概念设计,经过近几年的研究,目前已完成初步设计。该堆已被第四代国际论坛列为在近期(2015 年以前)可以投入使用的反应堆。IRIS 是一种创新性的设计,其设计指标已满足美国用户要求文件(URD),但其设计基本上是以已经验证过的成熟的轻水堆技术为基础,并充分利用了 AP600 和其他先进轻水堆核电厂设计研究的成果。本节对 IRIS 核电厂的设计方案和技术特征进行重点讨论。

5.2 IRIS 的主要设计参数及设计特点

IRIS 的主要设计参数见表 5.3-18。

IRIS 的设计具有如下特点:

(1) 在一体化压水堆设计中,IRIS 的功率较高,其热功率为 1000MW,净电功率约为 335MW。

(2) 堆芯设计具有较长的燃料循环长度(4 年),并有至少 15%的热工裕量。

(3) 主冷却剂泵采用短轴泵(Spool Pump),尺寸小、耐高温,整个泵机组(包括屏蔽电机)全部安装在反应堆压

力容器内。

(4) 采用小传热管径的螺旋管式直流蒸汽发生器,结构紧凑,易于检查维修。

(5) 采用模块化设计建造技术,建造周期(3 年)较短。

(6) 主要的专设安全设施采用非能动技术。在事故后一个星期内不需要操作人员干预或厂外援助就能保证堆的安全。同时,附加的堆芯和安全壳冷却方式在没有交流电源的情况下可给事故处理提供一定的缓冲时间。

(7) 取消了大尺寸管道,减少了中小尺寸管道数量,避免了大 LOCA(主冷却管道双端断裂)事故,降低了发生中小 LOCA 事故的频率,因此预期的堆芯损坏和放射性释放频率非常低,明显低于 NRC(美国核管会)要求的 10^{-5} /堆年和 10^{-6} /(堆·a) 的指标要求。

(8) 职业辐射照射剂量预计可远低于 70 人·雷姆/a。

(9) 换料和维修频率低于现有电厂的频率(12~24 个月)。

(10) 电厂设计寿命为 60 年,不需更换反应堆压力容器。

(11) 整个电厂的可利用率高于 95%,非计划停堆次数小于 1 次/年。

表 5.3-18 IRIS 1000MWth (335MWe) 核电厂
的主要设计参数

设 计 参 数		数 值
(1) 核蒸汽供应系统	冷却剂环路数	一体化的反应堆冷却剂系统
	一回路容积(含稳压器)(m ³)	455
	蒸汽名义流量(kg/s)	503
	给水名义流量(kg/s)	503
	蒸汽温度(°C)	317
	蒸汽压力(MPa)	5.8
	给水温度(°C)	224
	给水压力(MPa)	6.4
(2) 反应堆冷却剂系统	主冷却剂流量(kg/s)	4700
	反应堆运行压力(MPa)	15.5
	堆芯入口温度(°C)	292
	堆芯出口温度(°C)	330
	堆芯平均温升(°C)	38
(3) 反应堆堆芯	堆芯活性段高度(m)	4.267
	堆芯当量直径(m)	2.413
	堆芯换热面积(m ²)	2992
	燃料装量[t(U)]	48.5
	平均线功率密度(kW/m)	10.0
	燃料平均功率密度[kW/kg(U)]	20.89
	堆芯平均功率密度(kW/L)	51.26
	热通道因子 F_q	2.60
	焓升因子 F_H	1.65
	核燃料	烧结 UO ₂
	燃料组件总高度(mm)	5207

续表

续表

	设计参数	数值
(3) 反应堆堆芯	燃料棒排列方式	正方形, 17×17
	燃料组件数量(盒)	89
	每个组件中的燃料棒数(根)	264
	控制棒导向管数量(根)	25
	定位格架数量(个)	10
	中间搅混格架数量(个)	4
	初始堆芯装料富集度(U-235)	2.6%~4.95%
	平衡堆芯装料富集度(U-235)	5.0%
	燃料循环长度(月)	30~48
	平均卸料燃耗[GWD/t(U)]	60
	包壳管材料	ZIRLO TM
	包壳管壁厚(mm)	0.57
	燃料棒外径(mm)	9.5
	燃料棒活性段长度(mm)	4267
	可燃毒物材料	IFBA 和 Er
	控制棒数量(组)	37
	每组中的吸收体数量(根)	24
(4) 反应堆压力容器	吸收体材料	Ag-In-Cd(黑) Ag-In-Cd/304 SS(灰)
	驱动方式	磁力提升
	可溶中子吸收体	硼酸
	圆柱形壳体内径(mm)	6210
	圆柱形壳体壁厚(mm)	285
	总高度(mm)	21 300
	材料	
	圆柱形壳体	碳钢
	压力容器封头	碳钢
	衬里	不锈钢
(5) 蒸汽发生器	设计压力(MPa)	17.2
	设计温度(℃)	360
	运输质量(下部, t)	1045
	封头质量(t)	167
	形式	IRIS125, 立式, 螺旋管状
	数量(台)	8
	单台传热面积(m ²)	1150
	单台传热管数量(根)	656
	传热管外径(mm)	17.5
	传热管内径(mm)	13.2
	管束隔板外径(mm)	1640
	总高度(mm)	8500
	单台运输质量(t)	35
	隔板材料	不锈钢
	传热管材料	Inconel-690 TT

	设计参数	数值
(6) 反应堆冷却剂泵	形式	联轴器式、屏蔽电机
	数量(台)	8
	设计压力(MPa)	17.2
	设计温度(℃)	343.3
	设计流量(运行工况, kg/s)	587.5
	功率(热态, kW)	225
(7) 稳压器	转速(r/min)	1800
	总容积(m ³)	71.41
	蒸汽容积(满功率, m ³)	48.96
	设计压力(MPa)	17.2
	设计温度(℃)	360
	加热功率(kW)	2400
(8) 安全壳	加热管数量(根)	90
	内径	与 RV 封头一致
	形式	抑压式、钢质、球形
	内径(m)	25
	高度(m)	32
	设计压力(kPa)	1300
	设计温度(℃)	200
	设计泄漏率(%容积/d)	0.1
	自由容积(m ³)	4540

5.3 IRIS 的反应堆及其冷却剂系统

IRIS 的反应堆和冷却剂系统采用一体化布置, 如图 5.3-16 (a) 所示。反应堆压力容器内不仅有核燃料组件、控制棒及其驱动机构、堆内构件, 且有反应堆冷却剂系统的所有设备和部件, 其中包括 8 台小型的短轴式主冷却剂泵(RCP) 和 8 个螺旋盘管式直流蒸汽发生器模块(SG), 以

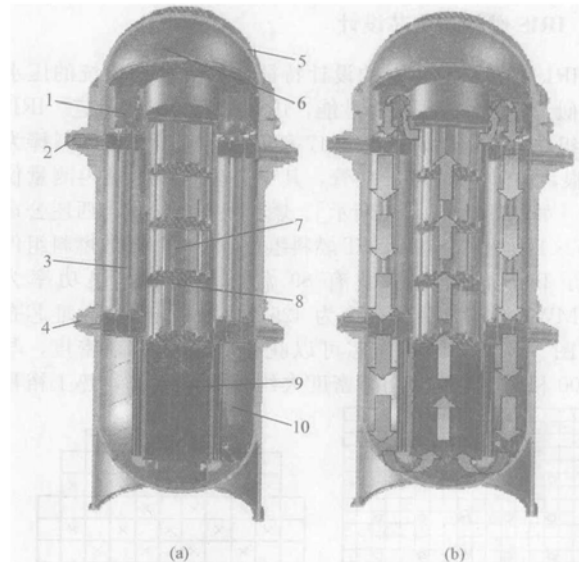


图 5.3-16 IRIS 一体化反应堆布置

(a) 反应堆主要部件; (b) 反应堆冷却剂流道

1—反应堆冷却剂泵 (1/8); 2—SG 蒸汽出口管嘴 (1/8);
3—SG 螺旋状传热管 (1/8); 4—SG 给水进口管嘴 (1/8);
5—上封头; 6—稳压器; 7—堆芯出口上升段; 8 导向
管支撑板; 9—堆芯; 10—下降腔

及位于反应堆压力容器上封头内的稳压器。此外，为提高中子经济性和降低反应堆压力容器受中子辐照的影响，还设置了位于反应堆压力容器下降通道内围绕堆芯的钢质反射层。这种简化的一体化布置，取消了压力容器和单个设备之间的连接管道，是一种紧凑的、更加经济的结构。由于 IRIS 的反应堆压力容器包含了所有的反应堆冷却剂系统设备，容器比传统的压力容器要大，其内径为 6.21m，总高度为 21.3m（包括封头）。

主冷却剂的流动通道见图 5.3-16（b）所示。水向上流经堆芯和上升段（即堆芯围筒的延伸段），并在上升段的顶部直接进入上部的环形腔，8 台反应堆冷却剂泵从环形腔内抽水，每台泵抽取的水直接向下进入与其相连的螺旋盘管式的蒸汽发生器模块。然后，水继续向下流经堆芯外部的环形下降通道，进入下部腔室，最后又返回堆芯，完成整个主冷却剂的循环流动。

一体化的主回路布置消除了压力容器外的主管道和大量的压力贯穿件，消除了大破口冷却剂丧失事故的可能性。相关管道的减少，也减少了发生小破口冷却剂丧失事故的可能性。一体化的反应堆冷却剂系统压力边界，为防止堆内放射性的释放提供了一道屏障；并且，在电厂的整个运行过程中，其设计可确保其高水平的完整性。反应堆压力容器参数见表 5.3-19。

表 5.3-19 IRIS 反应堆压力容器参数

容器总高度（%）	21.3
壳体内径（m）	6.21
壳体壁厚（mm）	285
衬里厚度（mm）	6
设计压力（MPa）	17.2
设计温度（℃）	360
容器材料（SA508-3）	碳钢
衬里材料	不锈钢

5.4 IRIS 燃料和堆芯设计

IRIS 的堆芯和燃料的设计特征与西屋公司传统的压水堆类似。但是，为了提高性能，IRIS 进行了一些改进。IRIS 燃料组件中的燃料棒以 17×17 正方形排列，其中燃料棒为 264 根，保留了 24 根导向管，其中心位置则为堆内测量仪表管 [如图 5.3-17（a）所示]。燃料组件的设计与西屋公司的 17×17 加长型 ROBUST 燃料组件和 AP1000 的燃料组件相似。IRIS 的堆芯内装有 89 盒燃料组件，热功率为 1000MW_t。堆芯活性段高度为 4267mm（14 英尺）。堆芯布置见图 5.3-17（b），堆芯可以获得较低的功率密度，与 AP600 相比，平均线功率密度大约可降低 25%，热工裕量

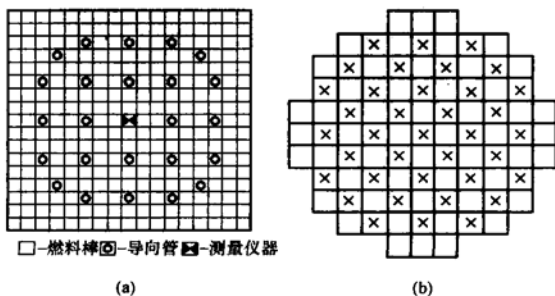


图 5.3-17 堆芯布置和燃料组件
(a) 堆芯布置；(b) 燃料组件

得到了提高，并增强了运行的灵活性，此外，还能够加长燃料循环长度，提高整个电厂的容量因子。

IRIS 的燃料组件采用开放式栅格设计，可以增强对高卸料燃料和低富集度燃料的适应性。另外，堆芯设计采用了不锈钢中子反射层，有助于降低燃料循环成本和延长反应堆寿命。该反射层可以减少中子泄漏，提高堆内的中子利用率，同时提高燃料的利用率，进一步延长燃料循环长度和提高卸料燃料。反射层的采用，还将为降低堆芯围筒和反应堆压力容器所受的快中子注量及容器外的放射性剂量带来额外的好处。

反应性控制通过采用可溶硼、可燃毒物和控制棒相组合的传统方式来实现。但是，与传统的压水堆相比，可溶硼浓度有所降低，以改善堆芯对瞬态的响应（因有更大的负反应性系数）和减少废物处理量。堆芯设计具有与 AP600 和 AP1000 设计共同的特征，即采用灰棒来实现日负荷跟踪。除了采用不同的中子吸收材料外，灰棒组件的设计与常规的控制棒组件的设计是一样的。

根据使用要求，IRIS 的堆芯设计有几种换料方案。当循环长度是主要目标时，堆芯设计采用 ²³⁵U 富集度大约为 5%，燃料循环周期为 4 年，燃耗大约为 40GWd/t（U）。采用含钆的整体可燃毒物吸收体，在保持负温度反应性系数时能够确保可靠的反应性控制。采用比较常规的多批次换料方案时，平均批卸料燃料可以达到 50GWd/t（U）（两批次换料方案）或高达 60GWd/t（U）（三批次换料方案）。两次换料方案的燃耗符合美国核管会要求的最高许可燃耗 [棒平均燃耗为 62GWd/t（U）]。因此，IRIS 目前就采用这种堆芯设计方案。在今后允许提高卸料燃料后 [比如，批燃耗为 62GWd/t（U）、棒燃耗为 75GWd/t（U）]，IRIS 就可以采用三批次换料的堆芯设计方案。

此外，IRIS 的堆芯设计还可以通过采用 ²³⁵U 富集度为 7%~8% 的 UO₂ 燃料或含有 9%~10%Pu（钚）的 MOX 燃料，以便于将来的升级和向燃料循环长度为 8 年过渡。

5.5 IRIS 的冷却剂系统主要设备设计

5.5.1 反应堆冷却剂泵

IRIS 的反应堆冷却剂泵（RCP）采用先进的短轴泵（Spool Pump）。在美国，这种高流量、低压头的泵在船舶和化工装置中已经使用过。电动机和泵由两个同轴的圆筒组成，外圈是定子，内圈是转子，可以拖动叶轮高速转动。泵完全放置在反应堆压力容器内，只需要少量的电缆贯穿件为其供电。短轴泵的结构外形见图 5.3-18。目前，正在研制电动机耐高温绕组和轴承材料，采用这种材料可以不需要冷却水，也可以取消大量相关的在反应堆压力容器上的管道贯穿件。与过去典型的屏蔽电机泵相比，这种设计有明显的改

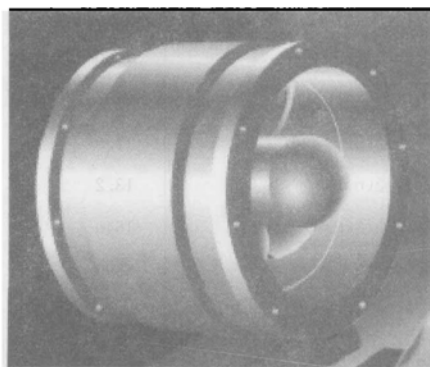


图 5.3-18 IRIS 的主冷却剂泵（短轴泵）

进。以往的屏蔽电机泵的压力边界将泵体、叶轮和电动机都包容在一起,并且都在堆外,因此,电动机壳也成了压力边界的一部分。更为典型的是,泵与堆容器相连的法兰和密封焊接边界都成了反应堆压力容器的压力边界。IRIS的泵就不存在这些问题。除了由于一体化布置所带来的上述优点外,泵的几何构造还具有较高的转动惯量(惰转能力)和较高的惰转流量,这有助于减轻失电事故的后果。由于短轴泵的驱动压头比较低,故此前从未考虑过将这种泵在核工程中应用,鉴于IRIS的一体化反应堆压力容器的结构和冷却剂的流动压降比较低,正好可以充分利用短轴泵这种独有的特性,故使其得以应用于IRIS中。

由于泵处于反应堆压力容器内的热流体区域,故绕组绝缘系统和轴承必须能够在温度为 329.4°C 、压力为 15.5MPa 的水环境中正常运行。目前,采用短轴泵的可行性已经得到认可,西屋公司正在进行这方面的研究。

由于电动机和叶轮转子一体化,使得这种短轴泵具有多方面优点:

- (1) 动力强大、紧凑、质量轻(不需要承压外套)。
- (2) 无动力学机械性压力容器贯穿(无轴贯穿压力边界、无附带的密封注入和润滑系统要求)。
- (3) 无大的压力容器法兰连接。
- (4) 直接水冷电机和轴承水润滑。
- (5) 坚固、可靠、容易保养(无密封监测、替换或周期性维修)。
- (6) 减少了水力学和机械振动(全支撑转子、无悬臂的轴、推进器和扩散器)。
- (7) 屏蔽密封的转子和定子。

5.5.2 蒸汽发生器

研究了几种结构型式的蒸汽发生器,如直管、U型管、螺旋管、C型管、卡口电子管型等,考虑到整个寿期成本、设计和制造经验以及高度可靠性,最后选择了螺旋盘管型蒸汽发生器。它在热膨胀时不会产生过大的机械应力,对流致振动也有很好的抵抗力。90年代意大利ANSALDO设计了 650MW_{th} 的一体化ISIS(固有安全浸没系统)压水反应堆。ISIS的蒸汽发生器就是螺旋盘管式的,可以看作是IRIS的参考设计。

蒸汽发生器是一种直流式的螺旋盘管型的管束设计[见图5.3-19(a)],反应堆冷却剂在管外流动,二次侧给水在管内流动。在堆芯围筒和反应堆压力容器之间的环形空间内布置了8台蒸汽发生器(模块)[见图5.3-19(b)]。每台模块由螺旋盘管、中心支撑圆柱、下部给水封头、上部蒸汽封

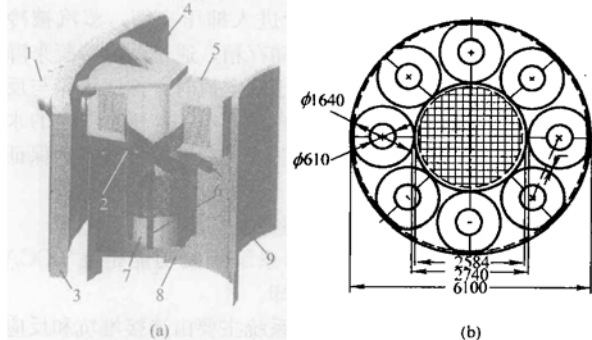


图 5.3-19 直流蒸汽发生器结构及布置

- (a) 蒸汽发生器结构; (b) 蒸汽发生器堆内布置
- 1—蒸汽管嘴; 2—螺旋管; 3—堆容器; 4—SG支撑; 5—蒸汽封头; 6—传热管支撑; 7—中央支撑柱; 8—封壳; 9—堆芯围筒

头和外部封壳构成(设计参数见表5.3-20)。外部封壳的外径为 1.64m ,中心支撑圆柱外径为 0.61m 。

每台蒸汽发生器有656根传热管,分20排排列。传热管、上下封头和内外封壳按反应堆冷却剂系统压力设计。管束在垂直方向上与下部给水封头和上部蒸汽封头相连。下部给水封头与给水进口接管内侧相接,上部蒸汽封头与蒸汽出口接管内侧相接。用螺栓将上下封头固定在反应堆压力容器内壁上。在封头和接管连接处,安装了带有泄漏监测器的双层垫圈。

给水通过反应堆压力容器壁上的管嘴进入蒸汽发生器的下部给水封头,流入传热管被加热至饱和温度,沸腾并过热,向上流入上部蒸汽封头,然后,蒸汽通过反应堆压力容器壁上的管嘴流出蒸汽发生器。

螺旋状的蒸汽发生器管束包容在外部封壳里。该封壳(流动护罩)引导反应堆冷却剂自上而下依次流经蒸汽发生器传热管外侧,并在管束底部流出封壳,进入反应堆压力容器下降通道。每台冷却剂泵直接与其对应的蒸汽发生器护罩顶部相连,以保证其流体完全直接进入蒸汽发生器管束区。

螺旋盘管式管束的设计能够适应没有过渡机械应力的热膨胀,并有较高的抗流致振动能力。该蒸汽发生器的模型试验(20MW_{t} 、全直径、部分高度)证明其设计是成功的。随着堆运行参数的确定,还将对蒸汽发生器的热工、振动、压降等性能特征进行研究。

这样的蒸汽发生器必须有一种合理可行的在役检查系统(ISI)。只要把蒸汽管嘴上的盖板打开,就可以进行在役检查,不需要移动蒸汽管道或在反应堆容器内进行操作。

5.5.3 稳压器

稳压器与反应堆压力容器上封头是一体的,见图5.3-20。稳压器内的饱和水通过反应堆压力容器内部一“倒帽形”结构的隔离板与反应堆中的循环过冷水分隔开来。这种结构有以下四个功能:

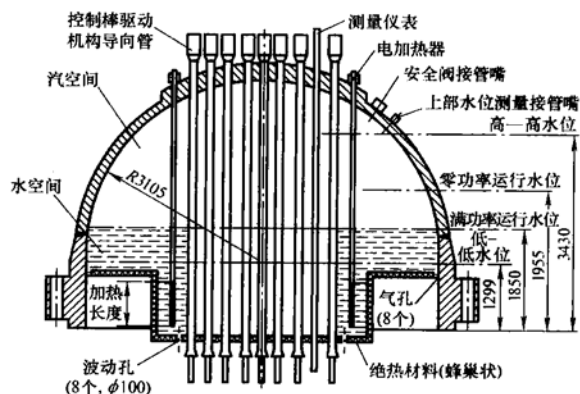


图 5.3-20 稳压器结构

(1) 防止封头法兰及其密封结构处于反应堆冷却水和稳压器中水的温差之中,从而降低结构的热应力,保持密封结构的完整性。

(2) 结构上安装有绝热材料,以便将热加压水与反应堆一回路水循环流动通道中的过冷水之间的传热降至最小,保持稳压器中的水有足够的饱和度。

(3) 可以为控制棒驱动线、堆内测量仪表管和电加热器提供结构支撑。

(4) 在结构底部开有波动孔,为反应堆与稳压器之间的流量波动提供流动通道。

离阀在触发信号的作用下自动开启,堆坑中的水就通过堆芯与堆坑的连接管路进入堆芯,起到堆芯长期补水作用。

5.6.1.6 超压保护系统

超压保护系统用于反应堆压力容器的超压保护。

超压保护系统由两组安全阀及相应的管线和仪表组成,安全阀入口与稳压器蒸汽空间相连,出口直接与安全壳内大气连通。

当自动卸压系统失效、一体化反应堆容器的压力超过ADS系统的释放压力达到安全阀的整定压力限值时,安全阀自动开启,向安全壳大气卸压。

从以上的描述可见,IRIS的非能动系统具有与现有电厂的能动系统和AP600/AP1000非能动系统一样的安全功能,其设计完全采用自然驱动力来代替泵、风机、喷淋及其支持系统等动机械。

5.6.2 安全特征(能动、非能动和固有安全)

IRIS采用一体化布置,不像传统的压水堆那样采用环路式布置,全部反应堆冷却剂系统都包容在反应堆压力容器内,省去了压力容器外的主管道和大量的压力贯穿件,消除了大破口失水事故的可能性;相关管道的减少,也减少了发生小破口失水事故的可能性。其反应堆冷却剂系统压力边界能够有效地防止堆内放射性物质的释放,并且在电厂整个运行过程中,其设计可确保冷却剂系统压力边界高水平的完整性。

IRIS的球形钢制安全壳的容积较小,设计压力为1.3MPa,可以有效地限制中小破口失水事故下从反应堆冷却剂系统中的质能释放。

IRIS的安全策略提供了多种不同的停堆方式,除了采用控制棒外,还可以通过应急硼注射箱系统(EBT)补给硼水这一非能动的方式来实现。

压力容器内比较大的冷却剂装量和系统卸压过程中只有很少量的质量损失等原因,使得在所有假想的LOCA事故下,都可以维持主冷却剂系统足够的水装量,并保证堆芯处于淹没状态。

EBT能够为主冷却剂系统提供高压安注,但是,IRIS的安全策略是尽量保持冷却剂装量,而不是依赖安注补水来维持堆芯淹没。这种安全策略完全可以确保堆芯在长时间内(几天甚至可能是几周)处于淹没状态。因此,IRIS不需要像环路式反应堆那样采用大容量、安全级的高压应急堆芯冷却系统(ECCS)。当然,当反应堆压力容器内的压力降至接近于安全壳压力时,由于抑压系统和反应堆堆坑的水在重力驱动下也可以注入反应堆,故在一定的时间内仍可保持堆芯的冷却剂装量。但是,这种功能并不是必需的,因为非能动应急余热排出系统(EHRS)接在二回路上,可以在事故情况下将堆芯余热直接带走,而不会因换热器传热管破损而导致冷却剂泄漏损失。

IRIS的安全壳冷却还有另一种方式,即在事故情况下,直接对安全壳外表面进行冷却,使安全壳承受的压力低于设计压力。

在发生严重事故后,IRIS可通过对反应堆压力容器卸压和对反应堆压力容器底部外表进行冷却,以确保其完整性,并以此保证将堆芯熔化碎片保持在反应堆压力容器内。安全壳的设计特征可以确保堆坑和反应堆压力容器下封头在事故过程中处于淹没状态。LOCA过程中泄出的流体可以直接进入堆坑,同时,抑压系统水箱内的水也可以直接泄入堆坑。

5.7 IRIS的主要核辅助系统

5.7.1 化学与容积控制系统

化学与容积控制系统(CVCS)包括一条位于安全壳内的高压净化回路和位于安全壳外的补给和化学添加系统。位于安全壳内设计压力较高的设备和部件包括:再生和下泄热交换器、除盐器和过滤器、密封循环泵以及相关的阀门、管道和测量仪表。反应堆冷却剂在不流出安全壳的情况下经过除盐和过滤后仍可返回反应堆压力容器。安全壳外面的设备和部件包括补给泵、各种水箱、化学和氢添加设备以及相关的阀门、管道和测量仪表。

系统的主要功能为:

(1) 净化。将冷却剂的纯度和放射性水平保持在可以接受的限值内。

(2) 反应堆冷却剂的容积控制和补给。保持反应堆冷却剂系统所需要的冷却剂容积,保持正常运行工况下稳压器在规定的水位范围内变化。

(3) 化学补偿和控制。通过控制冷却剂的硼浓度(启堆时降低硼浓度,正常时稀释补偿燃料,停堆时提高硼浓度)来保持反应性控制对冷却剂所要求的化学指标;通过保持适当的LiOH浓度来控制反应堆冷却剂系统的pH值。

(4) 氧控制。在功率运行期间,系统可以将反应堆冷却剂中溶解氧的浓度保持在合适的水平;在每次停堆后、启堆前,通过该系统可以使氧浓度达到适当的水平。

(5) 反应堆冷却剂系统的充水和压力试验。CVCS不承担反应堆冷却剂系统的水压试验功能,但在初次启堆和非常规维修后,可以优先考虑采用该系统的泵作为临时的水压试验泵和为反应堆冷却剂系统充水。

(6) 为辅助设备补给硼酸水。

(7) 为稳压器降压提供辅助喷淋水。

5.7.2 正常余热排出系统

正常余热排出系统由两个系列组成,每个系列包括一台泵和一台热交换器。每个系列都有一条来自反应堆压力容器的吸入管,热水流经热交换器冷却后,通过安注接管返回反应堆压力容器。系统还包括一些必要的管道、阀门和测量仪表。系统的主要功能为:

(1) 停堆余热排出。正常余热排出系统的主要功能是在电厂停堆后排出堆芯余热,即当反应堆冷却剂经过蒸汽发生器初步冷却(降温到177℃)和降压后,从堆芯和反应堆冷却剂系统排出热量。该系统能在停堆后96h内,将反应堆冷却剂的温度降到49℃。在电厂停堆到重新启堆期间,该系统可以将冷却剂温度保持在49℃或更低。

(2) 停堆净化。在换料过程中,系统可以将反应堆冷却剂导入化学与容积控制系统,进行冷却剂净化。

(3) 低温超压保护。在换料、启堆和停堆期间,系统中的安全卸压阀为反应堆冷却剂系统提供低温超压保护。

(4) 事故后安全壳的长期补给水。在设计假想的安全壳泄漏事故发生后,如果需保持安全壳内的水容积,系统可以为反应堆或安全壳提供一条长期的事故后补水通道。

5.8 安全壳设计及燃料输运和储存

由于IRIS取消了回路主管道,将蒸汽发生器、主冷却剂泵和稳压器均置于反应堆压力容器内,所以,整个反应堆系统占用空间较小,其安全壳尺寸相应较小。IRIS采用双层安全壳设计:一次安全壳采用球形钢质容器结构形式,其主要功能是防止放射性物质释放到大气环境;二次安全壳为

圆筒型混凝土结构,位于球形钢制安全壳外围,其主要功能是提供屏蔽和防止外部飞射物冲击。钢制安全壳内布置了一体化反应堆压力容器及部分专设安全系统主要设备。

IRIS 球形钢制安全壳的结构及反应堆系统在安全壳内的布置情况见图 5.3-22。与典型的圆柱形安全壳相比,由于其直径较小,故在相同的容器壁厚和应力水平下,球形安全壳的设计承压能力至少可以提高 3 倍以上。IRIS 的球形安全壳 (CV) 顶部是一个用螺栓和法兰连接的密封头,这种结构形式为装卸反应堆压力容器 (RV) 上封头提供了一条进出通道。反应堆换料时首先打开安全壳上封头,在 CV 和 RV 法兰之间安装一个密封环 (该环可以保证 CV 和换料腔之间的持久密封),然后打开并移走反应堆压力容器上封头,充水并在整个换料过程中使换料腔一直处于淹没状态。换料时可将堆内部件卸放在换料腔内,燃料组件通过位于 CV 上方仅有的一台换料装置从 RV 内垂直向上提升,并直接放入燃料操作和储存区域。此外,这种布置方式还取消了安全壳内的环吊,反应堆所有的重型设备均可利用换料装置上方的桥式吊车通过安全壳密封头吊入反应堆压力容器内。

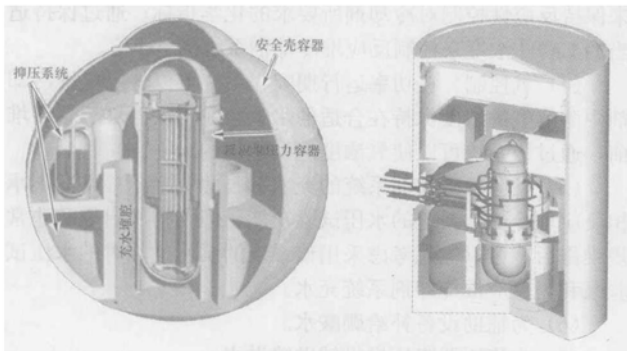


图 5.3-22 IRIS 的球形钢安全壳及反应堆在安全壳内的布置

CV 内的抑压水池可以保证安全壳的压力峰值在 CV 的设计压力之下。在假想的中、小破口事故 (大破口事故基本不可能发生) 发生后,抑压水池的水可以为 RV 提供具有足够重力驱动压头的补给水。同时,由安全壳内部结构形成的 RV 淹没腔可以保证堆芯在任何失水事故后完全被水淹没,其淹没高度可足以堆芯冷却提供长期的重力驱动补水。

5.9 电厂布置设计初步方案

IRIS 核电站有两种基本的布置设计方案,见图 5.3-23。

5.9.1 单堆单机组布置方案

图 5.3-23 (a) 是三个单机组的布置方案,即三个反应堆三个机组,每个机组有各自独立的非安全级的相关供水系统和循环水冷却塔。这种布置方案是假设机组按“并行”方式建造来设计的。每个机组可以独立依次完成建造、调试、装料和启动试验后开始投入运行。当位于左边的机组还在建造时,在建机组与右边机组之间建立一个临时性的隔离带,右边已经完工的机组就可以投入运行。这种布置和建造顺序有利于尽可能缩短电厂的建造周期,并尽可能地利用电厂的发电能力。这种建造方式还有其他的优点,即充分利用前面机组的工作经验来缩短后续机组的建造周期。为了实现这种流水施工作业,机组间的布置应有足够空间,以便建立起运行机组的隔离带。

每个 IRIS 单机组布置包括以下主要厂房:

(1) 辅助厂房。IRIS 辅助厂房包括安全壳、屏蔽结构

和燃料操作设施及设备,它们共同坐落在同一基础底板上,具有典型的辅助厂房的所有特点,包括主控制室、蒸汽及给水管和隔离阀间、安全停堆屏、所有安全相关设备、安全相关仪表与控制系统以及提供安全级电源的蓄电池。辅助厂房的长宽尺寸为 $50\text{m} \times 41\text{m}$,标高从底层地板 -13m 到屋顶 $+20\text{m}$ 。辅助厂房的燃料操作区向南侧延伸出 8m ,其屋顶标高为 $+42\text{m}$ 。

(2) 安全壳 (CV) 及屏蔽区。IRIS 球形钢安全壳的直径为 25m ,由二次安全壳圆筒形混凝土屏蔽结构所包围。二次安全壳的内径为 30m ,高度从底板 -13m 标高延伸至 $+13\text{m}$, $+13\text{m}$ 标高恰好是换料腔的底板标高。

(3) 燃料操作区。作为辅助厂房一部分的燃料操作区包括乏燃料池、新燃料储存区、位于安全壳和反应堆容器封头上方的换料腔、乏燃料运输容器装卸和清洗池、换料机、用于移动和安装封头及反应堆堆内构件的重型提升吊车及机轨车通道。燃料操作平台标高为 $+20.5\text{m}$,屋顶标高为 $+42\text{m}$,燃料操作区占地面积为 $38\text{m} \times 25\text{m}$ 。

(4) 汽机厂房。IRIS 汽机厂房是一个非核抗震类厂房,厂房内布置有汽轮机和发电机,以及蒸汽系统和给水系统相关设备。汽轮机和发电机的大小根据反应堆功率 1000MW_t (335MW_e) 来配备。厂房的平面尺寸为 $80\text{m} \times 36\text{m}$ 。

(5) 附属厂房。IRIS 附属厂房是一个非核抗震类、非安全相关的结构,它包括出入控制、保健物理、技术支持中心、非安全相关设备。该厂房建在地面上,平面尺寸为 $84\text{m} \times 15\text{m}$ 。

5.9.2 四堆双机组布置方案

图 5.3-23 (b) 是两个双机组的布置方案,即四个反应堆两个双机组。与单堆单机组相比,这种布置可以使两个反应堆共用一些设备,减少设备的数量。每个双机组之间是完全相互独立的;当一个双机组在建造时,可以不影响前一个已完工双机组的运行。在同一个双机组中,每个反应堆都有自己的汽轮发电机、凝汽器、给水和蒸汽系统,以及各自非安全级的供水系统和循环水冷却塔,同时,还为每个反应堆分别配备安全级的供电系统、电气保护柜和电气开关以及电力系统。但是,它的汽机厂房是共用的,有一些系统和设备也是共用的,例如控制室、燃料操作区 (包括换料装置、燃料燃料储存坑等)、废物处理设施、相关支持系统等。这种布置方案还要继续优化,主要是要压缩厂房的容积和整个电厂的占地面积,同时,还要对增加机组间共用设备的数量进行评估。

IRIS 双机组布置包括以下主要厂房:

(1) 辅助厂房。IRIS 每一个双机组辅助厂房内包容了两个坐落在同一基础底板上的安全壳和屏蔽结构、共用燃料操作设施及设备。同时它也具有典型的辅助厂房特征,设有共用的背靠背主控制室,每一座反应堆各有一个蒸汽及给水管阀门间、安全停堆屏和所有安全相关设备 (包括电源蓄电池)。通过一个进出通道分别进入两台机组及其主控制室,使两座反应堆的安全相关设备在整个厂房内保持隔离。双机组辅助厂房的平面尺寸为 $60\text{m} \times 70\text{m}$,高度从底层地板 -13m 一直延伸到屋顶标高 42m 。

(2) 安全壳 (CV) 和屏蔽区。这种电厂的双堆布置在同一个基础底板上,但分别为两座反应堆设置了钢安全壳及二次安全壳 (混凝土屏蔽结构)。对于每一台机组来说,安全壳及围绕其设置的二次安全壳 (圆筒形混凝土屏蔽结构) 是相同的。二次安全壳可提供足够的间距,以便为安全壳贯穿件维修和辅助厂房南北侧的进出通道提供空间。

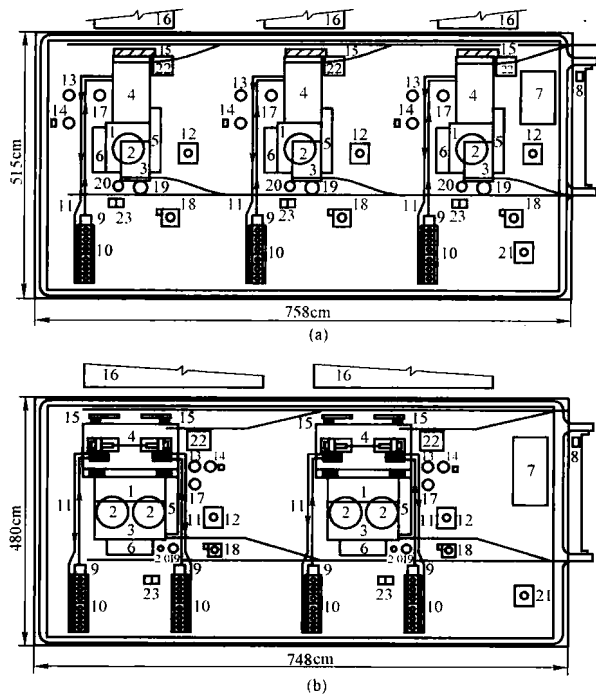


图 5.3-23 IRIS 电厂布置方案

(a) 三台单机组的厂区布置；(b) 两台双机组的厂区布置

1—辅助厂房；2—安全壳；3—燃料操作区；4—汽机厂房和给水加热间；5—附加厂房；6—放射性废物厂房；7—行政楼；8—电厂入口；9—循环水泵间和入口；10—CWS冷却塔；11—循环水管道；12—柴油机房；13—消防水/纯净水储存罐；14—消防水储存罐和泵房；15—转运区；16—电力切换站；17—冷凝水储存罐；18—柴油储存罐；19—除盐水储存罐；20—硼酸储存罐；21—氢和氮储存罐区；22—汽机厂房燃料区；23—废水保存水池

(3) 燃料操作区。双机组电厂布置将燃料操作合并为一个区，供两个反应堆共用。此区仅设置一台换料机，该换料机可横跨两个机组的换料腔。同时在这两堆之间还布置了共用的乏燃料储存池、乏燃料容器装卸及清洗池和一台起吊重物的吊车，并为两机组的安全壳封头和反应堆容器封头提供了足够的停放区域。

(4) 汽机厂房。双机组汽机厂房内布置有汽轮机和发电机，以及与蒸汽系统和给水系统相关的设备。厂房是一个非核抗震类厂房，布置的设备为非安全相关设备。厂房内布置的两套汽轮发电机组，其外形尺寸取决于反应堆的输出功率。两套汽轮发电机组 (T/G) 的放置按发电机末端对末端的方式布置。厂房的平面尺寸为 111m×48m。

(5) 附属厂房。双机组附属厂房结构按非核抗震类、非安全相关设计，其内布置有通向辅助厂房和汽机厂房的出入控制、保健物理、技术支持中心和非安全相关设备。此厂房建造在地面上，其平面尺寸为 55m×22m，并有一部分延伸至汽机厂房。

5.10 辅助厂房总体布置

单机组辅助厂房的初步总体布置完成后，为实体隔离准则的实施、燃料厂房布置、控制室布置、应急排热系统及主蒸汽和给水管等布置设计建立一个基础轮廓。以下对单机组辅助厂房的布置特点进行简单描述。

5.10.1 辅助厂房主要设备布置及操作

在辅助厂房的布置设计中，考虑所有的换料活动都直接

在+20.5m 燃料操作区进行，换料设备也不布置在安全壳内。换料时，拆除安全壳封头和反应堆容器封头，在反应堆容器法兰与安全壳法兰之间安装上法兰密封件后，将换料腔充水淹没。在燃料厂房+20.5m 标高处仅有的一台换料机用来从反应堆容器中卸出燃料，将燃料移至乏燃料储存池、并将新燃料从燃料储存池移出后就位于反应堆容器内。燃料操作区的大型龙门吊车用于将安全壳封头和反应堆容器封头吊到暂存区，移动反应堆容器内上部及下部堆内构件，如果需要还可用来移动反应堆冷却剂泵和蒸汽发生器模块。该吊车还可用于将一个屏蔽维修—检查吊篮吊入反应堆容器的上部空间，以便更换反应堆容器法兰密封环，或用于其他的普通容器或设备维修。

反应堆容器上方的换料腔利用储存在换料水箱 (RW-ST) 中的水来淹没，RWST 在安全壳容器外，位于辅助厂房内标高+20.5m 高度处。RWST 位于辅助厂房的左侧，蒸汽和给水管贯穿隔间的右侧。主蒸汽管和给水管分别位于标高±0.00m 地面和-6.5m 处。

5.10.2 -13m 标高层布置

辅助厂房的北侧布置了非放射性电气设备，南侧布置了放射性机械设备。非放射性和放射性设备的分隔在厂房各标高层一直得到保持。-13m 标高层北侧供蓄电池及其支持设备专用，以便为监控电厂参数、驱动安全相关设备和为主控制室供电提供安全级电源。厂房此部分布置了四系列蓄电池，其中的两个系列在-13m 标高层，其余两个系列布置于其上一标高层，并由分开的通道进入这两个隔离的系列。在两个隔离的系列之间设置了平时关闭的应急出口，此出口仅在正常出入口不能使用的情况下使用。

-13m 标高层南侧布置有经常使用的机械设备，包括正常余热排出泵及热交换器、反应堆补水泵、放射性废物处理系统及其储存箱。厂房在此部分提供了两个出入通道。

5.10.3 +20.5m 标高层布置

该标高层是燃料装卸及换料活动的操作平台。换料机的轨道位于西侧墙体处和安全壳上方，换料机可在安全壳和反应堆容器封头上方的换料腔、乏燃料池和乏燃料容器装卸区上移动。厂房的东侧为安全壳封头和反应堆压力容器上部顶盖组件存放区。安全壳封头上方区域和设备存放区上方横跨有起吊这些大型设备的大型高架吊车 (起重能力为 200t)。该吊车所进行的重型载荷吊装操作严格限制跨越乏燃料储存区和新燃料储存区上方。该标高平台上设有供新燃料运输和乏燃料容器发运出厂通向运输轨道所需的开孔。运输乏燃料容器的轨道位于燃料操作区南侧的地面标高处。

燃料操作区设置的高架吊车也可用来接近反应堆容器，并使用该吊车安装和拆卸容器内部设备，包括反应堆冷却剂泵、蒸汽发生器和堆内构件，在大型存放区可进行容器外的设备检查和维修，还可使设备在操作平台和轨道卡车或地面之间移动。

在安全壳封头和反应堆容器顶盖拆除后，可利用厂房北侧换料水储存箱内的水将反应堆上方的换料腔充满。此水箱内还容纳有非能动应急排热系统 (EHR) 的热交换器，可为经反应堆压力容器内蒸汽发生器排出堆芯热量提供安全级手段。这样，水箱里的水还具有安全级热阱的功能，因此，该水箱直接通向大气，以便在需要从反应堆容器排出余热时，向大气环境蒸发。该标高还示意了蒸汽和给水贯穿区在+35m 标高处通向大气环境的通风孔。厂房在此部分还布置了为+13m 标高层主控制室服务的正常及应急供热、通风和空调 (HVAC) 设备。

第 4 章 数字化仪表和控制系统

1 概述

1.1 发展趋势

仪表和控制（简称 I&C）系统是核电厂关键的综合系统之一，是整个核电厂的“中枢神经”系统，它对确保核电厂的安全、经济运行起着至关重要的作用。

传统核电厂的 I&C 系统基本上以常规模拟仪表和继电器为基础，计算机的使用多数仅限于显示和记录的功能，因此不能全面贯彻人因工程的原则，人机界面不够友好，对操作员缺少必要的支持；在停堆和低功率运行期间都需手动操作；发生事故时，大量的仅仅面向事件和设备的报警信号加重了操作员的负担，增大了误操作的可能性。同时，由于在线测试性能差，故障诊断和定位困难，仪表设备精度低，漂移大，可靠性也较低。因此这类系统已不能适应新一代核电厂的要求，取而代之的是数字化、智能化的 I&C 系统。

随着核电技术的研究和开发以及微电子技术的高速发展，自 20 世纪 70 年代开始一些发达国家就相继着手开发设计用于核电厂的数字化 I&C 系统，目前，这类系统的应用已经从局部扩展到全厂范围。90 年代开始，随着对核电厂安全性和经济性要求的进一步提高（如 URD 和 EUR，即美国的先进轻水堆核电厂用户需求文档和欧洲的轻水堆核电厂用户需求文档），以及微电子、计算机和网络通信三大现代技术日趋成熟完善，数字化 I&C 系统更进一步向智能化的方向发展。

新一代核电厂的数字化、智能化的 I&C 系统以全分布式计算机局域网络为特征，它在数字化的基础上，引入了面向状态的诊断、智能报警、数据库、人因工程学、先进控制、模糊控制、神经网络、现代仿真学等现代科学技术，并在设计过程中系统化地进行功能分析和分配、操作员作业分析，实现了面向核电厂运行安全状态的操作员支持系统（包括以智能诊断与智能报警为基础的计算机化操作规程和应急响应规程等）。

1.2 发展现状

在国际上，法国首先在 N4 核电厂采用了全数字控制和操作系统（非安全重要系统）及数字化保护系统 SPIN（安全重要系统），英国在 SIZEWELL B 核电厂采用了由西屋公司设计和制造的一体化数字控制系统 WISC（非安全重要系统），并采用了 EAGLE（安全重要系统）全数字化保护系统 PPS。

日本三菱与西屋公司开发了用于非安全重要系统数字化 I&C 系统，已有多套应用于不少于 5 个完整机组，并在核电厂改造中得到了广泛应用，而用于安全重要系统的全数字化 I&C 制系统已建成工程样机。

西门子公司开发的全数字化 I&C 系统全面应用在国内的田湾核电厂。其非安全重要的部分采用了 TELEPERM XP，安全重要的部分采用了 TELEPERM XS。

西屋公司先期开发的 EAGLE 系统已得到广泛应用，又

开发了新一代控制与信息监视的 Ovation，针对安全重要系统曾开发了 1E（N3）。西屋公司与 ABB 燃烧工程（CE）公司合并后，选用了后者的 Advant 系统 AC160 控制器系列来取代 EAGLE 系统，并与 Ovation 系统结合，构成新的一体化 I&C 系统，该系统目前正全面用于新建电厂和老电厂 I&C 系统的改造和更换。

国外开发的数字化、智能化 I&C 系统的共同特点和方向是：

- （1）I&C 系统采用一体化的设计思想。
- （2）总体结构是工业用的分布式控制系统加上专用的 1E 级数字化系统。
- （3）采用分层的网络结构，并广泛使用光纤作为数据传输介质。
- （4）过程处理尽可能分散进行。
- （5）应用冗余和多样化技术。
- （6）应用新型显示（如大屏幕、平板显示器等）技术。
- （7）应用面向安全功能和面向状态的智能诊断和报警技术。

（8）应用计算机化的操作规程和应急响应规程。

（9）采用基于计算机的操作员站作为主要的人机交互设备，并通过分析适当保留常规指示和操作手段。

在不断总结开发和应用的基础上，针对核电用数字化 I&C 系统，国际上核电强国陆续制订了一系列适用的设计和验证的法规、导则、标准和准则，其中以 IAEA、IEC、IEEE 等系列标准为典型代表。这就系统地规定了数字化 I&C 系统的设计、制造和验证规定了技术要求和发展方向。

在国内，到 2006 年为止，已建和在建的核电厂，除田湾核电厂外，其他核电厂从总体上看基本上都是采用模拟技术的 I&C 系统，只在部分系统中采用了数字化技术。

1.3 基本特征

数字化 I&C 系统主要由可靠性经过验证的数字设备构成。这种系统一般主要使用商品级的、现货供应的产品，并采用标准化的操作系统。

与传统的、使用模拟技术的 I&C 系统相比，数字化现代 I&C 系统的应用提高了核电厂的安全性和经济性。就目前而言，后者具有如下主要特征：

（1）系统的一体化与信息的全局性。

数字化 I&C 系统将各种信息和控制功能集成在统一的平台上，数据可以多点传输，各种信息可以在平台的各个设备、功能之间以及在与平台交互的人员之间同步共享，因此，可以实现全局性的、需要协同的功能，提高了系统（包括人员）运作的协调性。

（2）数据具有更高的精度。

在数字化系统中，除使用极少的模拟电路对信号进行模拟—数字转换和数字—模拟转换外，信号使用数字方式进行传输、处理、存储和表示。由于采用数字化的信息处理方式，数据不受电厂状态（温度等）的影响，设定值没有漂移，自动屏蔽故障信号，可以使用光纤传输大量数据同时实

现电气隔离,这就避免了模拟电路引起的干扰和误差,提高了精度。

由于提高了精度,可以减小为应对误差所设置的安全裕量,从而提高了安全性和经济性。同时,提高精度,还可以减少操作员的差错。

(3) 数据易于存取记录。

(4) 故障分析得以简化。

系统故障分析对安全系统是十分重要的。在这个方面,使用软件程序的系统有两个优势:首先,硬件部件是标准化的;其次,由于使用了统一的自我检测手段,降低了故障后果的不确定性。与传统的模拟式系统相比,数字化 I&C 系统将各种信息和控制功能集成在统一的平台上,进而减少了(不必要的)重复的设备、功能和信息,从而简化了故障分析。

(5) 能够实现复杂的功能。

数字系统能进行更高精度、更加复杂的处理和计算,甚至实现智能功能,从而提高电厂的性能。例如:偏离泡核沸腾比和功率密度极值的在线计算,以及核测量路径的时滞和温度的修正,都可以直接使用计算机系统完成。数字技术在物理信号滤波以及特殊的核测方面也都有特殊的用途。数字滤波几乎能用于任何测量类型和范围。数字系统还提供了新的功能,例如先进控制、自检、自诊断等。

(6) 易于调整功能、修改参数。

数字系统可以很方便地在设计的安全限制范围内改变参数值。尤其是在试运行阶段,一些功能可能要求重新恢复,或者阈值被调整成为实验数据的函数。

(7) 可以进行内部监控。

为了提高固有的安全性,简化反应堆的操作,如果能够访问一些内部系统参数如原始测量数据、修正数据、工作参数和阈值大小等,对操作人员或者计算机而言是很有意义的。计算机的使用使得在普通的操作系统实现高性能的监控功能成为可能。

(8) 提供丰富的操作员支持功能。

经验表明,很大一部分事故是由于操作人员不正确的干预造成的,例如错误地把参数值改变到正常范围以外。通过适当设计,计算机化的安全系统可以结合一个检测路径以确保改变的参数在合理的情况下才被执行和使用。

(9) 配置灵活,安装和维护方便。

计算机化的系统在配置等方面具有很大的优势。由于实现了标准化和模块化,并且很多基本的功能由软件来实现,因此可以根据需要进行不同的配置,大部分配置过程可以借助软件完成,还可以在不增加硬件的情况下增加自动化功能。由于允许先安装完硬件,然后加载软件,因此可以缩短工期。

数字化系统使用软件工具进行开发设计,能够避免设计差错,保证文档的一致性,可以自动生成代码,并可以对系统进行仿真。

由于具有较高程度的自我监视能力,定期测试的范围得以缩小,维护得以简化。

(10) 具备自我检测和在线诊断能力。

对安全系统进行测试是确保反应堆安全的一个很重要的因素。使用数字系统,每个功能都能自动检测。数字化 I&C 系统具有连续的自我检测能力和在线诊断能力,能够实现故障检测和故障追踪。

(11) 使用较少的设备和电缆。

数字化 I&C 系统将各种信息和控制功能集成在统一的

平台上,进而减少了(不必要的)重复的设备、功能和信息。与常规模拟系统中每个信号都需要独立的电导体来传输不同,计算机化系统的一个重要的特点就是能够通过单个简单的物理介质(双绞电缆、同轴电缆或光缆)传输大量信息的能力。并且,与电缆相比,光缆具有更高的性能和抗电磁干扰能力。

对于一个给定的功能,当它的复杂程度超过一定限值时,计算机化系统的处理功能能大大简化处理数据所需要的仪表设备,设备的减少自然能提高整个设备的可靠性。

同时,由于减少了硬件部件的种类,备件管理的经济性得以提高。

(12) 由于采用了标准化的理念,特别是在通信方面,因此能够适应将来的变化。

1.4 典型配置

作为目前先进压水堆核电厂的典型代表,西屋公司的 AP1000 和欧洲压水堆核电厂(简称 EPR)都采用了数字化的 I&C 系统,其体系和实现都具有一定的参考价值。

在这两种核电厂的设计中,都采用了两个平台,两个平台分别实现安全重要的 I&C 功能和非安全重要的 I&C 功能。在本章中,所谓“平台”,是指构建实际应用系统所需的所有标准化硬件和软件,例如计算机、操作员站、机柜、多路传送器以及远程 I/O 等。

本章首先介绍数字化 I&C 系统的一般结构和基本要求,然后分别介绍 AP1000 和 EPR 的 I&C 体系。

2 系统结构与基本要求

2.1 I&C 系统的安全分级

为便于描述,首先介绍核电厂 I&C 系统的安全分级。所谓安全分级,是指根据对安全的重要性,将核电厂的系统、功能、设备划分为不同的级别。

I&C 系统可以有多种分级方法,下面介绍国家标准(GB/T 15474—1995)和国际标准(IEC 61226)中的分级方法。

2.1.1 国家标准对 I&C 系统的分级

在 GB/T 15474—1995“核电厂仪表和控制系统及其供电设备安全分级”中,根据 I&C 设备所在系统的功能对电厂安全的重要性,将其分为三类:安全级设备、安全有关的设备和非安全重要设备。

安全级(简称 1E 级)的仪表及其供电设备,是完成反应堆安全停堆、安全壳隔离、堆芯冷却以及从安全壳和反应堆排出热量所必需的,或是防止放射性物质向环境过量排放所必需的。

安全级仪表及其供电设备的功能是预防假设始发事件或缓解假设始发事件的后果,因此要限制其功能范围和复杂程度,以保证其高度的可用性和可靠性。

安全有关的(简称 SR)设备,在实现和保持核电厂安全方面起补充、支持或间接的作用,因此有可能避免触发安全级系统和设备,也可能避免或缓解假设始发事件的后果,或者改善安全级设备功能的效果。

非安全重要(简称 NS)仪表及其供电设备,在实现或保持核电厂安全方面无明显作用。

2.1.2 国际标准(IEC 61226)中对 I&C 系统的分级

IEC 61226 以 IAEA 安全导则 No. 50-SG-D8 为基础,将 I&C 系统、功能和设备划分为 A、B、C、NC 四类。

A 类用于实现或者维持电厂的安全状态，并在其中发挥主要作用。这些功能用于防止假定始发事件导致事故的发生或者缓解假定始发事件导致的后果。例如反应堆保护系统、安全驱动系统、安全系统支持设施。

B 类作为 A 级功能的补充，用于实现或者维持电厂的安全状态。B 级功能的动作可以避免 A 级系统的启用。当需要缓解假定始发事件导致的后果时，B 级功能可以增强或者补充 A 级功能的能力，以避免或者减少电厂或设备的损伤或放射性释放。例如自动控制系统、预防性保护系统、控制室数据处理系统。

C 类在实现或维持电厂安全状态方面具有辅助作用或者间接作用。例如应急通信系统、辐射监测系统。

A、B、C 类以外的系统、功能和设备被划为 NC 类。

2.1.3 I&C 系统分级方式的比较

上述两种分级方式的比较见表 5.4-1。

表 5.4-1 I&C 系统分级方式比较

GB/T 15474—1995	IEC 61226
安全级 (1E)	A
安全相关 (SR)	B
	C
非安全重要 (NS)	NC

2.2 基本构成

2.2.1 基本部件

数字化 I&C 系统由以下基本部件构成：

- (1) 传感器和执行元件。
- (2) 信号预处理和转换装置。
- (3) 控制器。
- (4) 人机接口装置。
- (5) 数据处理装置。
- (6) 数据存档和检索装置。
- (7) 通信介质和通信装置。

传感器包括热电偶、变送器、互感器等，用于将被测量（例如温度、压力、pH 值、电流等）转换为易于传输和处理的电信号。

执行元件包括阀门、调功器、接触器等，用于将电信号转换为实际的控制动作，例如流量变化、功率变化、泵的启停等。

在数字化系统中，信号预处理和转换装置一般也称为输入/输出 (Input/Output, 简称 I/O) 装置。I/O 装置用于将

来自传感器的模拟信号转换为数字信号，或将数字信号转换为模拟信号以供执行元件使用。对某些类型的模拟信号，在转换成数字信号之前需要进行信号预处理，例如热电阻信号，在转换之前需要转变成电压信号。

控制器依据控制算法对输入信号进行运算，输出控制信号。

人机接口装置为操作人员提供了与 I&C 系统交互的界面。人机接口以图像、声音等方式向操作人员提供动态信息（例如全厂状态）和静态信息（例如运行规程），操作员也可以通过键盘、触摸屏等装置向 I&C 系统提供信息或发出指令。

数据处理装置用于对数据进行必要的处理，以供其他部件使用。处理后的数据，或在人机接口上显示、报警，或在数据存档装置上记录，或作为控制器的输入信号，或提供给外部系统和设备，或用于分析。

数据存档和检索装置用于记录和查询历史数据。

通信介质和通信装置用于实现其他功能部件之间的数据通信，即将一个部件的输出数据以点对点、广播等形式传送到其他功能部件。

在实际的系统中，不同的功能部件可能组合在同一设备中，例如，通信装置可以与其他各种部件组合。由于内置通信功能（例如现场总线）的设备的应用，某些现场的数字化传感器和执行元件、I/O 装置可以直接接入通信网络。

2.2.2 软件

数字化 I&C 系统中的设备，有些由硬件和软件共同完成预定的功能，另外一些仅包含硬件。前者一般用于实现复杂的功能，如过程控制、数据处理、网络通信等，后者一般用于实现较简单的或可靠性要求较高的功能，如信号预处理、用于控制同一执行元件的多种信号的优先级处理等。

根据是否随具体应用而变化，软件可以分为系统软件和应用软件。系统软件不随设备的用途而改变，应用软件则随用途的变化而变化。对于包含软件的设备，其中可能只包含系统软件或应用软件，也可能同时包含两种软件。在图 5.4-1 中，表示了一种典型的控制器的软件结构。

根据软件的生成方式，软件可以分为标准化代码、参数化代码（通过改变参数适应不同的用途）、由开发工具自动生成的代码、人工编写的代码。

2.3 总体构架

核电厂数字化 I&C 系统由非安全重要的电厂运行系统和安全重要的系统（例如保护系统）构成，两者之间通过网

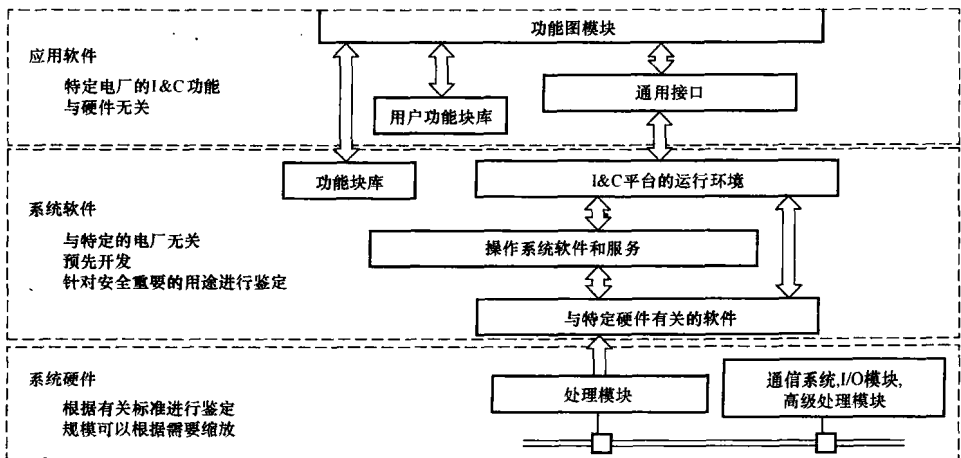


图 5.4-1 一种典型的控制器软件结构

关进行数据通信,在必要的连接位置(考虑到可靠性)采用硬接线。

2.4 数据通信

在数字化 I&C 系统中,各个部件之间的信息连接普遍应用了网络通信技术。网络通信方式的主要特征之一是在每条物理介质上同时进行一个或多个数据的双向传输和/或多点传输。为满足单一故障准则,数据通信主要采取数据分隔、冗余、电气隔离、单向传输、数据筛选、多样化等措施。

2.4.1 数据分隔

数据分隔是指在不同的通信线路上传输不同的数据,以避免网络因超载而瘫痪,并防止故障在不同安全级别之间传播。

数字化 I&C 系统一般划分为安全重要的系统和非安全重要的系统。两个系统分别具有独立的网络,传输每个系统内部的数据。两者之间通过网关连接,用于传输必要的数

据。安全重要的 I&C 和非安全重要的 I&C 内部,一般也设置了不同的通信层次。例如,非安全重要的 I&C 一般可以划分为现场层、控制层和机组层,每层具有各自的通信网络或方式,各层之间通过适当的网关连接。例如,现场层采用硬接线或现场总线,控制层采用速度较低、可靠性高的工业以太网,机组层采用标准以太网。

安全重要 I&C 中互为冗余的数据,在不同的通信介质上传输。

对于某些重要的或专用的功能,也可能设有专用的网络,也通过网关与 I&C 系统的其他部分连接。

2.4.2 冗余

对重要的通信网络,为避免单条通信介质或单个通信设备故障导致网络瘫痪,一般设置冗余的通信介质、通信设备。对于主干网络(例如非安全重要 I&C 的机组层),一般采用双冗余方案,即两条并列的通信介质和对应的通信设备。

对安全重要 I&C,为满足安全性要求,每个冗余的安全通道都设置一条通信介质和对应的网络。

与冗余网络连接的设备(如控制器),也应设置具有冗余度的网络接口装置。

2.4.3 隔离

在数字化 I&C 系统的网络通信中,光纤既可以作为通信介质,也具备电气隔离能力,同时具有极强的抗电磁干扰性。

对采用电缆作为通信介质的网络中,采用(光电)隔离装置实现电气隔离。

2.4.4 单向传输与数据筛选

对于不同安全级别之间的数据通信,有单向传输和双向传输两种方式。两种方式都需要避免故障从安全级别较低的系统传递到安全级别较高的系统。

所谓单向传输,是指仅允许安全级别较高的系统向安全级别较低的系统传输数据。在这种情况下,允许非安全重要的系统(例如运行系统)使用安全重要的系统的数据,用于指示、控制等。对于来自多个安全通道的冗余数据,一般采用某种方法综合成有效值,再发送到非安全重要 I&C。但采用这种方式,无法通过非安全重要 I&C 控制安全重要 I&C 中的系统和设备。

在双向传输中,既允许安全级别较高的系统向安全级别

较低的系统传输数据,也允许反向传输。但是,为避免故障传播,必须对从安全级别较低的系统传来的数据进行筛选,一方面,只允许指定的数据传输到安全级别较高的系统;另一方面,对这些数据进行有效性验证,安全级别较高的系统只使用通过验证的数据。

单向传输和数据筛选一般都是通过网关实现的。网关中完成单向传输、数据筛选、通信隔离的部分的安全级别与安全级别较高的系统相同。

在任何相连的不同网络之间,为减少不必要的数据传输,也可以进行数据筛选。

2.4.5 多样化

对于重要的信息和控制功能,除使用网络进行信息传输外,还可以采用硬接线作为备用手段。

2.5 总体功能要求与应对措施

2.5.1 设计要求

为了实现高安全性和高经济性目标,数字化 I&C 系统的设计一般满足下列要求:

(1) 考虑纵深防御原则,设计应该完全满足确定性安全规则。

(2) 主要通过改进的安全概念来满足高的概率安全性目标;设置限制功能来防止事故,降低堆芯熔化和大量放射性释放的风险。

(3) 通过适当程度的自动化,减轻操作员的负担,从而提高安全性和可用性。

(4) 确保电厂在正常工况下可靠运行。

(5) 通过限制功能的应用和系统设计,允许在功率运行时进行预防性维护、修理和定期检测,满足电厂的可用性目标。

(6) 采用简单的 I&C 体系,尽量减少接口。

(7) 尽量采用数字设备、标准化的功能、技术方案、结构和现货供应的产品。

(8) 减少设备的种类,以降低成本,简化维护。

2.5.2 空间分隔和电气隔离

安全重要 I&C 的多个冗余序列分别安装在各自的房间内。

(1) 安全重要 I&C 的冗余序列必须能够抵御单一内部危险(如火灾)。

(2) 安全级别较高的系统必须独立于安全级别较低的系统。

(3) 安全重要 I&C 的冗余序列不能同时受到主控制室的内部或外部危险的影响(如火灾、过压、地震、人为破坏)。

为此,通常采取下列措施:

(1) 对冗余的、空间分隔的安全重要 I&C 序列,使用光纤作为通信介质。

(2) 对冗余的、空间分隔的安全重要 I&C 序列,如果使用导体作为连接介质,则使用隔离器件进行电气隔离。

(3) 对安全重要 I&C 和主控制室之间的信号,或者使用光纤作为通信介质,或者使用隔离器件进行隔离,或者根据电缆和主控制室设备的隔离级别使用适当的距离进行空间分隔,防止一个 I&C 系统(或安全序列)的电路故障通过主控制室传播到其他系统(或安全序列)。

(4) 对运行 I&C 传送到优先级管理装置(安全重要 I&C)的信号进行电气隔离。

(5) 对 I&C 系统传送到开关装置的命令使用隔离继电

器进行隔离。

(6) 通过空间分隔,降低危险对现场设备的危害。

2.5.3 功能结构

I&C系统的功能结构是以工艺过程为中心的。I&C功能被分为若干功能组,一个组对应电厂的一部分。现场仪表、执行器及有关的功能模块被划分到这些功能组中,安装在I&C机柜内。这种组织方式有利于:

- (1) 以工艺过程为中心对基于屏幕的人机接口(运行画面、报警、手动控制等)进行组织。
- (2) 简化从现场(可能通过接线箱)到I&C机柜以及I&C机柜之间的电缆敷设。
- (3) 简化I&C和工艺系统的安装和调试。

2.5.4 性能

数字化I&C系统的关键性能参数是响应时间。典型的响应时间为:

- (1) 过程参数传递到操作员界面:小于1.5s。
- (2) 操作员发出的命令传到工艺系统:小于1.5s。
- (3) 自动控制:200ms~1.2s。
- (4) 设备保护:10~500ms。

2.5.5 供电

所有的I&C系统都通过不间断母线由应急电源供电。I&C系统供电系统的单一故障不应导致超过一个安全级序列或设备不可用,或导致一道防线失效。

2.5.6 可靠性

为了提高可靠性,数字化I&C系统采取了下列措施。

首先,保证系统行为具有确定性:

- (1) 严格地以周期方式执行程序。
- (2) 不使用工艺过程导致的中断。
- (3) 保持通信网络和处理器的负荷为常数。
- (4) 采用静态方式为数据和程序分配存储空间。
- (5) 不设置实时时钟。

其次,设置高效的故障处理功能,包括:

- (1) 对消息的完整性进行监视。
- (2) 对故障进行封锁。
- (3) 采用多数表决机制。
- (4) 设置看门狗,对处理器的运行状态进行监视。
- (5) 对意外进行处理。

2.6 软件的验证与确认

现代数字化I&C系统是基于软件的计算机系统,软件既用于非安全重要的系统,也用于安全重要的系统。从质量保证的观点来看,数字化I&C系统与传统模拟系统之间的关键区别是是否使用了软件。软件不会磨损,并且不会受环

境状况的影响,但是软件的故障比硬件更加难以预测和应对,这是因为软件的设计者和实现者可能出差错,这些差错可能导致系统出现无法检测到的故障,而这些故障可能十分危险。

为了确认这些使用软件的系统满足应用的要求,需要进行验证与确认(简称V&V)。

对于IEC61226规定的A级I&C系统、功能和设备,必须对其中的全部软件进行V&V。现存的软件在重复使用前,需要进行仔细的评估。

软件的验证与确认流程是以软件的生命周期为基础的,如图5.4-2所示。

验证是通过对输出进行检查来演示产品是否满足要求的。在验证工作中,采用人工测试或自动方式对产品和需求进行检查。

确认是演示产品正确、完整地满足原始需求的过程。在确认工作中,需要根据原始需求对产品进行系统化的测试,可以采用人工方式、测试工具、仿真和电厂运行方式。

2.6.1 验证与确认的计划和独立性

应该为软件制定验证与确认的质量保证计划。

对于A类应用,验证与确认的团队必须独立于开发团队。对于B类和C类应用,独立的团队能够提高验证与确认的工作的完整性。V&V团队应该选择适当的方式来完成工作。

2.6.2 验证与确认采用的技术

验证与确认可以采用多种技术,例如:

- (1) 以人工方式对文档和代码进行审阅和研究。
- (2) 对代码进行分析,包括定量分析和代码验证。
- (3) 使用独立生成的测试案例和测试工具,对软件进行测试。
- (4) 边界分析:对软件的输入空间的极限进行测试。
- (5) 对输出状态的极限进行测试。
- (6) 全部功能的测试,包括黑盒测试和白盒测试。
- (7) 负荷测试。

2.6.3 软件的验证过程

验证工作是以阶段化的开发流程为基础的。在系统开发计划中,必须明确开发阶段的划分。对每个阶段,都应该定义输入、工作和预定的输出。同时,对每个阶段,应该定义用于识别潜在问题的验证方法,以及验证团队获取阶段成果的方式。

(1) 阶段1:系统需求规格的验证。

该阶段的目的是确定系统需求说明中是否反映了能够满足用户需要的系统需求,这些系统需求最初在概念文档中有所描述。概念文档可以包括:需求陈述文档、项目启动备忘

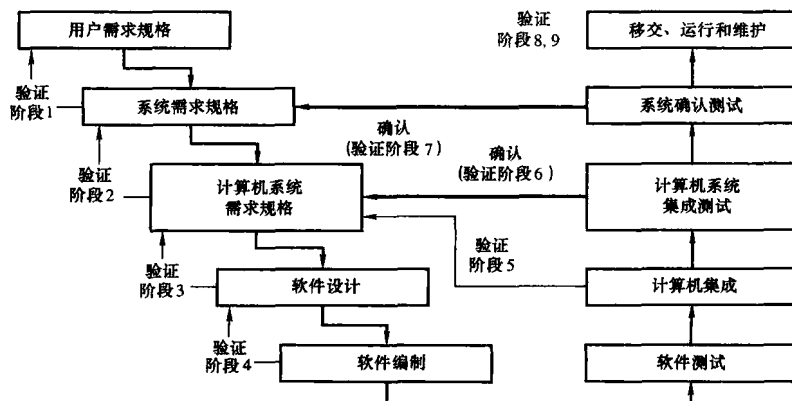


图 5.4-2 软件的验证与确认流程

录、可行性研究、政府法规、企业规程和政策以及最终用户验收准则。这些概念文档可用于对系统需求的验证作再次核对。

(2) 阶段 2: 计算机系统规格的验证。

该阶段的目的是确认所建议的计算机系统是否反映了系统需求说明中描述的系统需求,并展示这些需求如何追溯到需求说明。计算机系统规格说明可以包括三个不同的部分:软件需求、硬件需求和集成需求,包括测试需求。每一个部分可以作为单独的元素进行验证。

软件需求规格的验证,目的是确认软件需求说明是否精确反映了在计算机系统规格说明中分配给软件的功能,确保所有的非功能型需求已经贯彻到开发过程的下一阶段。其中包括软件需求的完整性、正确性、一致性和精确性,确保从计算机系统规格说明到特性需求说明的可追溯性。这个阶段的验证也确保软件与硬件、使用者和其他软件的接口在完整性、正确性、一致性、精确性和可读性方面得到了评估。

系统测试计划的验证,目的是确定系统需求规格中指定的、在计算机系统需求规格中详细描述的功能是否将被进行适当的测试。在验证时,应该检查是否所有的需求都是可以测试的。如果找到了无法测试的需求,应该将其作为例外项报告,以便立即解决。

(3) 阶段 3: 软件设计规格的验证。

该阶段的目的是确认软件详细设计规格书是否正确描述了软件需求,并且设计是否能够满足在系统文档中描述的用户需求。

(4) 阶段 4: 软件编制的验证。

该阶段的目的是确认源代码和配置数据是否精确反映了在软件设计中分配的功能。为此,需要对源代码模块和部件进行分析,分析的方面包括完整性、正确性、一致性和精确性,分析的目的也包括软件设计中特定元素的可追溯性。这个阶段的验证确保完成的模块与硬件、使用者和其他模块的接口在完整性、正确性、一致性和精确性方面得到了评估。

(5) 阶段 5: 计算机系统集成的验证。

该阶段的目的是核对在系统设计中分配给软件的功能是否通过对集成后的软件进行测试得到了验证。

(6) 阶段 6: 集成后的计算机系统测试的验证。

该阶段的目的是依据指定的功能和性能需求,核对集成后的计算机系统即将进行的或已经完成的实际功能和性能测试。

(7) 阶段 7: 确认和试运行测试的验证。

该验证工作的目的是确定集成的计算机系统是否安装正确、试运正常,并且其性能和功能是否满足使用的要求。

(8) 阶段 8: 系统交付的验证。

该阶段的目的是,确定在交付前,系统运行和维护所需的文件是否已经全部到位。这需要对文件进行系统性的审阅,确认其中包括了核电厂许可和设计基准文件、工程设计规格说明和分析、图纸和图表、卖方的手册和软件文档、试验文件和鉴定试验记录。审查将在技术方法和范围方面对支持计算机系统设施的工程设计文档进行评估。

(9) 阶段 9: 运行、维护和修改的验证。

如果不需要对软件进行任何纠正性或者适应性的维护,则验证活动仅限于定期的功能测试。

运行使用将包括正常运行、缺陷元件的更换以及对软件的修改。在对软件进行所需的修改前,有必要根据原始需求对修改进行考察。这将确定目前的纠正性或者适应性维护规程是否足够,如果足够,验证工作将仅限于对运行和维护手

册的内容进行检查。为了执行某些任务,例如检查已经安装的软件、重新安装软件以及更换可编程只读存储器,需要确保已经制订了适当的配置控制规程。

如果在使用和维护中,需要对软件进行修改,那么需要针对纠正性和适应性的维护准备相应的规程。在验证过程中,应该说明使用和维护规程是完整的,能够根据这些规程对软件进行修改,并且软件的修改具有可追溯性,其过程能够保证软件的正确性。纠正性和适应性维护的修改规程所采用的生存周期和验证步骤通常与新软件类似。一般希望对这些修改规程进行评价。在典型的情况下,在评价中有可能检查修改对数据、数据结构、控制流程、数据流的影响。这种分析的范围和精度也将在验证过程中检查。

软件修改的验证的目的是为了判断修改后的软件是否精确地实现了需求,并且在修改过程中没有引入“二次错误”。为此,需要对修改所影响的各个阶段进行验证,以便确保正确性、一致性和精确性。

在软件修改验证中,必须对下列项目进行评价:关键的性能参数、关键的功能和其他系统需求是否依旧在同等可信水平上符合原始验证所达到的目标。这个过程的验证步骤与新软件的类似。不同的是,在这个过程中还需要确保没有引入不希望的修改。因此,验证也可能涉及系统的回归测试。另外一个验证任务是,确保原始文档中提出的所有例外项都被解决。

2.6.4 软件的确认

确认是在系统集成阶段完成之后,投入运行之前进行的。如果此后对软件进行了更改,那么系统必须经过再次确认才能投入使用。

确认是为了证明由硬件和软件集成的系统能够正确执行系统需求规格书中确定的功能。为此,需要对集成后的计算机系统进行测试,从而确定系统能够完整地、正确地、一致地和精确地执行全部指定的功能。在确认工作中,必须评价系统是否满足关键性能参数、关键功能和其他系统需求,必须证明系统完全满足系统需求说明的要求。

通常情况下,确认工作可以通过预定的工厂验收测试和现场验收测试,并辅助适当的关于测试和发现的不符合项的报告来完成。

确认流程是以整个系统的需求为基础的,而不依赖于系统的开发方式。传统上,确认从检查系统需求规格开始。经验表明,在关键系统中的软件错误经常可以回溯到系统需求规格中的差错。尽管如此,这里所说的计算机系统的确认工作只将系统需求作为输入,验证工作只能据此建立对系统性能的信心。

确认工作的输入文档包括系统需求说明,计算机系统需求说明,确认性测试的计划,确认性测试的规程,确认性测试的设计,以及确认性测试的案例。

在确认过程中,可以综合使用静态和动态仿真输入信号,使计算机系统模拟在所需工况(例如正常工况、预计运行事件和事故工况)下的运行情况。对于反应堆保护系统,对于那些停堆或保护参数(单个或其组合)引起的动作,应该对每个功能都通过代表性的试验来确认。为此,在设计确认性测试时,应该规定所需的输入信号及其顺序和值。在各个测试案例中,都必须描述预期的输出信号及其顺序和值以及信号水平的验收准则。对确认的其他要求包括验证测试方案覆盖了所有的功能。

这些测试也应该证明安全性对计算机系统所要求的特征。

2.7 鉴定

安全重要系统的所有设备,以及如果发生故障将影响安全功能的设备,都必须进行鉴定。鉴定过程的目的是,验证设备能够在可能遇到的各种运行工况下,满足或者超过指定的可靠性要求、功能要求和性能要求。

基于软件的硬件设备,需要与传统硬件设备不同的鉴定方法。为了进行鉴定,软件必须视为系统的一个部分。当用于 I&C 时,对于那些包括实体设备(例如计算机硬件、传感器、执行器、电缆)的计算机化的系统,尽管软件不是一个实体,也应该作为系统的一个部件。于是,对软件的任何测试或分析,都要根据整个系统的功能和性能需求来进行。软件鉴定的基本要求是设计过程的可查证性。对此,一个有效的方法是软件开发生命周期。软件开发生命周期,将一个系统的开发划分为连续的阶段:提出需求、设计、实现、集成、验证、试运行、投入使用和维护。每个阶段都使用上一阶段的成果,并为后续阶段提供输入。每个阶段的活动都要记录并进行严格检查。

图 5.4-3 给出了数字的安全重要 I&C 系统的鉴定方案。

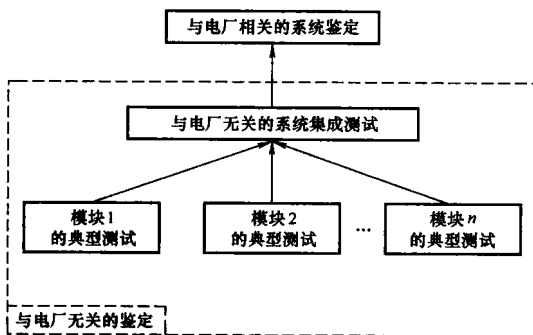


图 5.4-3 数字化安全重要 I&C 系统的鉴定方案

2.7.1 鉴定过程

考虑到经济性,数字化 I&C 系统的鉴定可以划分为两个阶段:与电厂无关的阶段和与电厂相关的阶段。对于不同的电厂中的应用,前者只需进行一次,因此能够减少费用。

第一阶段的目标是确认系统与具体应用无关的性质,证明其作为计算机系统的正确特性。这个阶段包括两个步骤:

(1) 每个独立的硬件和软件模块的单元测试。

由专家对不同的模块进行全面细致的测试和鉴定。在这一步骤中,必须鉴定所有手工开发的软件模块(但不仅限于这些模块),这些模块在应用系统的开发过程中不再修改。

(2) 系统集成测试。

采用一个代表性的配置将软硬件模块组建成一个系统,对这个系统进行测试。目的是证明这些模块可以被集成到一个典型的 I&C 系统中。测试内容包括系统的时间特性、CPU 负载、通信负载、系统行为与输入信号的独立性等。在测试中,应该重视测试案例的完整性、测试过程的精确性和测试结果的评估。测试完成后,总结该集成系统的主要性能,并且根据测试过程和结果,提出对下一阶段确认和验证的建议。

第二个阶段(与电厂相关)的鉴定工作是在为取得执照而进行的审查过程中完成的。这一阶段的目标是针对应用系统的功能,证明其作为核电厂 I&C 系统的正确特性。在这一阶段,可以直接使用前一阶段的工作成果。鉴定的重点是系统架构、确认和验证措施、功能测试和应用软件代码分析的结果。

2.7.2 与电厂无关的系统集成测试

与电厂无关的系统集成测试是鉴定工作的重要组成部分,测试对象包括:

(1) 启动设置。

(2) 运行设置。包括行为的确定性、实时性、分布式系统的响应时间等。

(3) 正确地执行应用功能,包括正确执行预设的 I&C 功能, I&C 功能的独立性,相对于追踪请求的独立性,相对于错误消息读取和应答过程的独立性,相对于通信周期的独立性等。详细的测试应在电厂相关的阶段完成。

(4) 各个计算机之间的独立性。一台计算机运行模式的变化不干扰其他(不论是否互为冗余)计算机的功能;一台计算机停止运行或发生故障不干扰其他(不论是否互为冗余)计算机的功能。

(5) 故障行为和容错。包括各种设备故障状态的检测和提示。

(6) 机柜的消息装置。

(7) 故障传播屏障。

(8) 表决器的失效行为和容错能力。

(9) 测试、维护和诊断功能。

系统集成测试的测试内容主要包括:

(1) 电气测试:对设备之间的电气连接进行测试。

(2) 逻辑测试:对输入信号进行测试,并对各种信号的传播、处理过程进行追踪。

(3) 计算和执行周期测试。

(4) 通信网络负荷测试。

集成测试的验收准则则包括:

(1) 功能正确。

(2) 功能分离。

(3) 响应时间满足要求。

(4) 行为具有确定性。

(5) 可测试性、可维护性、可诊断性满足要求。

(6) 故障行为和容错满足要求。

(7) 其功能和性能不受工艺过程的影响。

(8) 平均可用性、故障的相关性满足要求。

作为系统集成测试的补充,还可以使用仿真系统,对单个 CPU 进行测试。

3 AP1000 的 I&C 系统

3.1 概述

在西屋公司开发的 AP1000 核电厂中, I&C 系统采用了数字化的控制和保护系统平台,将电厂的各个系统集成在一起,为电厂的运行和保护提供了统一的接口。通过减少接口和平台的数量,集成的 I&C 系统设计具有良好的结构和性能。

AP1000 的 I&C 设计以经过验证的技术和经验为基础,集成了如下功能和特征:

(1) 经鉴定的数字化安全系统。

(2) 多样化驱动系统。

(3) 分布式的电厂控制和计算机系统。

(4) 事故后监测。

(5) 紧凑型控制室。

(6) 先进报警。

(7) 软操作器(Soft Control)。

(8) 计算机化的规程。

(9) 安全参数显示。

(10) 大屏幕显示。

目前 AP1000 的 I&C 系统采用了两个平台实现: Common Qualified (简称 Common Q) 和 Ovation。Common Q 平台用于实现安全重要系统, Ovation 平台用于实现非安全重要的系统。

3.2 总体结构

3.2.1 概述

AP1000 的 I&C 体系如图 5.4-4 所示, 包括下列八个系统:

- (1) 保护与安全监测系统 (PMS)。
- (2) 特殊监测系统 (SMS)。
- (3) 电厂控制系统 (PLS)。
- (4) 主汽轮机控制与诊断系统 (TOS)。
- (5) 多样化驱动系统 (DAS)。
- (6) 运行与控制中心系统 (OCS)。
- (7) 数据显示与处理系统 (DDS)。
- (8) 堆内测量系统 (IIS)。

除运行与控制中心系统、数据显示与处理系统外, 其他系统一般各自独立地工作。所有这些系统通过各种方式与主控制室通信, 生成数据。大多数系统可以接收操作员的指令。电厂保护、控制和监测功能位于图 5.4-4 下面的部分。左下角是保护与安全监测系统, 这个系统用于触发紧急停堆、驱动专设安全设施 (ESF), 并包含了经认证的数据处理系统 (QDPS)。

用于触发紧急停堆、驱动专设安全设施的 I&C 设备和有关的传感器, 以及堆堆断路器, 大部分设置了四个冗余的序列。当其中一个序列停止工作时, 通过旁路逻辑, 可以将保护系统的四取二逻辑转换为三取二逻辑, 从而保证系统连续运行。

专设安全设施符合逻辑接收电厂保护子系统和主控制室发出的信号, 进行系统级的逻辑运算, 例如启动被动式余热排出系统。

专设安全设施驱动子系统接收来自专设安全设施符合逻辑、应急控制室和主控制室的信号, 控制与安全相关的各个电厂设备的开关。

电厂控制系统使用开关型和调节型驱动设备, 完成非安全级的 I&C 功能。

图 5.4-4 中非安全重要的实时数据网络, 是一个高速的、冗余的通信网络。这个网络将与操作员有关的重要系统连接起来。非安全重要的实时数据网络与安全重要的系统之间通过网关和经鉴定的隔离器件连接, 防止安全重要的功能受到影响。网络接收来自电厂保护、控制和监测系统的实时数据, 供控制室和数据显示与处理系统使用。

图中上面的部分是数据显示与处理系统和各个控制室。在主控制室中, 设置了若干紧凑的操作台, 这些操作台上设置了彩色图形显示器和用于软操作的输入设备。一组图形工作站从实时数据网络上获取数据, 并在显示器上显示出来。在主控制室中, 还有一套高级报警系统。

数据显示与处理系统 (即电厂计算机) 采用了分布式结构。该分布式系统采用图形工作站作为工作单元, 从实时数据网络获取数据, 处理后提供给其他系统或设备。

3.2.2 保护与安全监测系统

保护与安全监测系统用于探测异常情况, 并在必要时, 触发适当的安全重要功能, 使电厂达到和保持安全停堆状态。这个系统控制的设备, 也可以在主控制室和应急控制室

手动控制。此外, 保护与安全监测系统还提供必要的设备, 在事故期间和事故后监测电厂的安全相关功能。

保护与安全监测系统具有下列功能:

- (1) 电厂工况达到安全限值时, 自动触发紧急停堆。
- (2) 启动专设安全设施, 限制设计基准事故的后果。
- (3) 提供指示, 使操作员可以访问和维持电厂及其环境的安全。
- (4) 向数据显示与处理系统提供信息, 使操作员能够在电厂异常时得到提示。

保护与安全监测系统分为四个冗余的分区: A、B、C 和 D。这四个分区与四个供电序列相连。各个安全分区之间以及安全分区与非安全级系统之间实现了实体分隔、功能分离和电气隔离。

保护与安全监测系统的详细介绍见第 3.3 节。

3.2.3 特殊监测系统

特殊监测系统是一个非安全重要的系统, 它包括若干与 I&C 体系连接的子系统, 这些子系统提供专门的诊断和长期监测功能。这个系统包括碰撞监测系统 (用于探测反应堆冷却剂系统内的金属碎片)、堆芯吊篮振动监测系统、反应堆冷却剂泵振动监测系统。

3.2.4 电厂控制系统

电厂控制系统用于从冷停堆到满功率范围的正常控制, 控制的过程包括核过程、核能到热能的转换, 以及从核反应堆到主汽轮机的热传递。为此, 电厂控制系统中设置了非安全重要的 I&C 设备, 用来改变反应堆功率、控制稳压器的压力和液位、控制给水流量, 完成其他与发电有关的功能。

同时, 这个系统也与其他系统连接, 来执行特定的控制功能, 从而使核岛、常规岛、BOP (电厂除核岛、常规岛外的其他部分) 的控制都可以在电厂控制系统完成。

通过这个系统, 可以在主控制室和应急控制室控制电厂中非安全重要的设备。

电厂控制系统由基于 Ovation 的系统和基于非 Ovation 的系统构成。

(1) 核蒸汽供应系统、常规岛和 BOP 的控制和监视, 由基于 Ovation 的控制柜、本地 I/O 柜和远程 I/O 柜组成。同时, 这些控制柜还提供连接非 Ovation 系统的接口 (硬接线方式或数据链方式)。

(2) 棒控系统, 由基于 Ovation 的控制器、本地 I/O 柜和远程 I/O 柜组成, 带有与非 Ovation 系统的电气接口。

(3) 棒位指示系统, 由用于采集数据的控制器、本地 I/O 柜和远程 I/O 柜构成, 带有与棒位指示数据柜的接口。

电厂控制系统的详细介绍见第 3.4 节。

3.2.5 主汽轮机控制与诊断系统

主汽轮机控制与诊断系统用于控制和保护汽轮发电机组。在这个系统中, 一个固态电子控制器根据来自汽轮机蒸汽控制阀的伺服阀和相应执行器的反馈信号, 输出命令, 然后系统根据这个命令改变汽轮机蒸汽控制阀的位置。这个系统可以采用多个离散的速度和加速度设定值, 在汽轮机的整个速度范围内, 对速度和加速度进行自动控制。另外, 当机组脱离自动控制时, 备用的手动速度控制器将自动接管控制工作。

主汽轮机控制与诊断系统的功能包括:

- (1) 当需要保护性跳闸、自动紧急跳闸或超速保护控制时, 切断到高压汽缸和低压汽缸的蒸汽。
- (2) 向电厂控制系统提供数据, 以便其他的系统能够访问主汽轮机控制与诊断系统的状态。

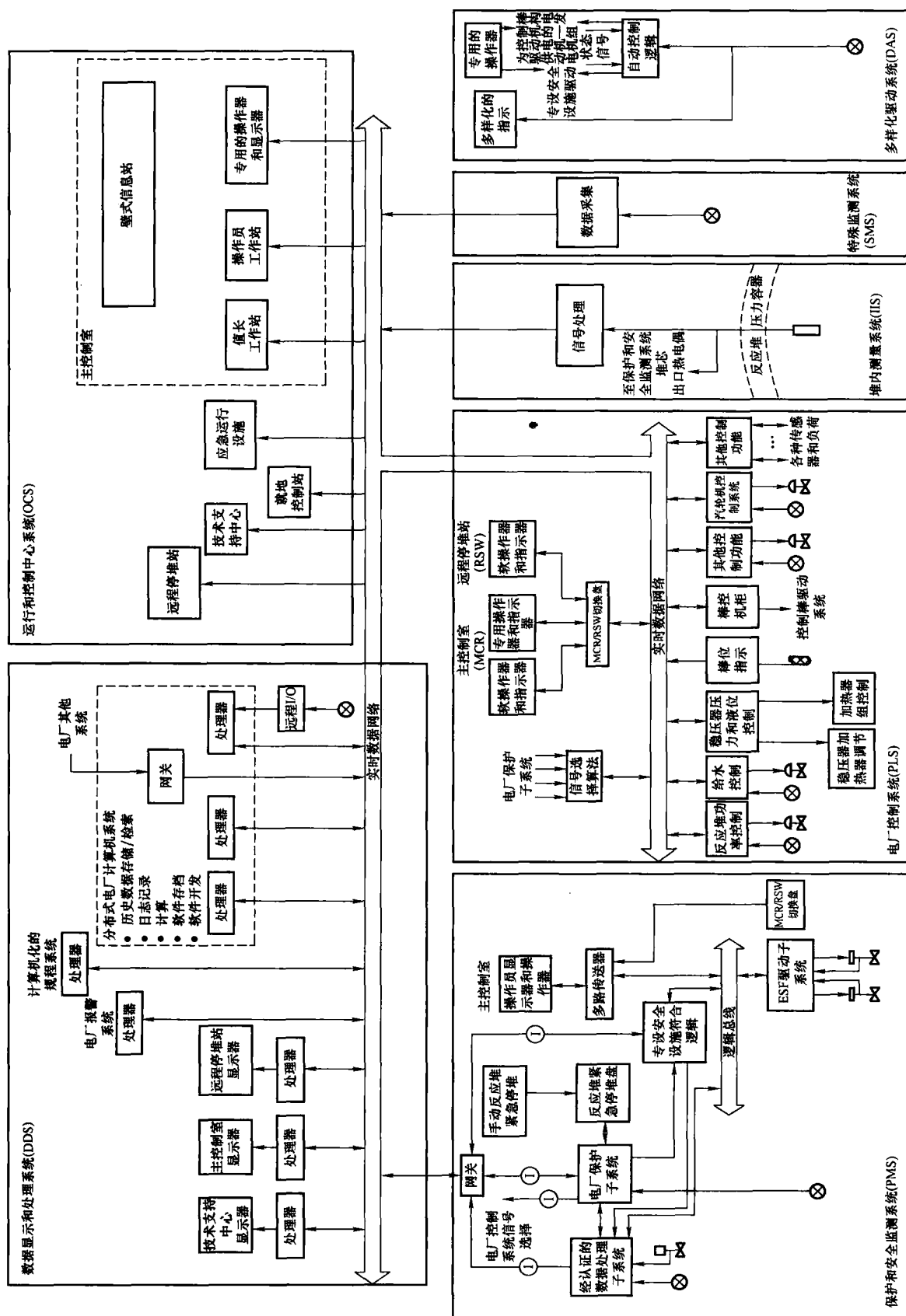


图 5.4-4 AP1000 的 I&C 体系

(3) 直接与电厂控制系统连接, 以根据其他系统的要求或状态 (例如给水泵跳闸、润滑油泵故障等) 对汽轮机进行控制。

(4) 手动和自动控制汽轮机的速度和负荷。

3.2.6 多样化驱动系统

多样化驱动系统提供了各种必要的功能, 以降低保护和安​​全监测系统发生假定共模故障的风险 (可能发生的共模故障包括软件设计错误、硬件设计错误以及测试和维护差错)。

多样化驱动系统具有三个主要功能:

(1) 提供与保护和安​​全监测系统不同的、备用的自动驱动信号, 当预定的电厂参数超出设定值时, 触发紧急停堆、驱动选定的专设安​​全设施。

(2) 提供与保护和安​​全监测系统不同的、备用的手段, 以手动方式独立触发紧急停堆和选定的专设安​​全设施。

(3) 对选定的电厂参数进行专门的、独立的指示。

3.2.7 运行与控制中心系统

运行与控制中心用于提供实体设施, 以便通过这些设施能够访问一个或多个接口资源。

运行与控制中心系统包括一个主控制室、一个技术支持中心、一个应急控制室、一个应急操作设施、若干就地控制站, 以及与这些中心有关的工作站 (例如保护与安​​全监测系统、电厂控制系统、数据显示与处理系统等的工作站)。

在控制室和应急控制室, 运行与控制中心系统的边界是它与电厂设备的信号接口。这些接口通过保护与安​​全监测系统的处理器和逻辑电路, 连接紧急停堆和专设安​​全设施的设​​备; 通过电厂控制系统的处理器和逻辑电路, 连接电厂中非安​​全重要的设备; 通过实时数据网络, 获取电厂参数、设备状态和报警。

人机接口用于提供资源, 以对电厂进行监视和控制。在 API000 中, 这些资源包括:

- (1) 大屏幕信息显示系统。
- (2) 报警系统。
- (3) 电厂信息系统 (可操作的画面)。
- (4) 计算机化的规程系统。
- (5) 软操作器、专用操作器。
- (6) 经认证的数据处理系统显示器。

在 API000 的 I&C 体系中, 大屏幕显示系统、运行显示器、报警系统、电厂信息系统、计算机化的规程系统属于数据显示与处理系统。软操作器和专用操作器是由电厂控制系统、保护与安​​全监测系统提供的。经认证的数据处理系统是由保护与安​​全监测系统提供的。

运行与控制中心提供了构筑物实体, 以及用于实现人机接口的硬件设计。其中包括操作员接口器件以及该系统构筑物内部由其他系统提供的有关设备的位置和安​​装。

3.2.8 数据显示与处理系统

数据显示与处理系统处理用于电厂正常和应急运行的非安​​全重要的数据, 生成有关的操作员画面、报警和报表, 包含数据分析、记录、存储和检索、电厂计算以及其他的诊断和监视功能, 为电厂人员提供运行支持。这个系统还提供了网关, 用于将 BOP 中的监测和控制设备接入 I&C 体系。系统内的一台企业数据服务器用于连接其他外部系统, 例如电厂管理系统。

数据显示与处理系统使用高级微型计算机 (称为“工程设计工作站”), 来对 I&C 体系内的画面显示、电厂报警、分布式计算机、交互式规程、实时数据处理功能提供支持。这个系统还包含一个实时数据网络, 用于 I&C 体系内的数

据和文件传输。

3.2.9 堆内测量系统

堆内测量系统的主要功能是以在线方式提供堆芯中子注量率的三维分布。分布图用来校准保护与安​​全监测系统的中子探测器, 并用来优化堆芯的性能。堆内测量系统的次要功能是向保护与安​​全监测系统和多样化驱动系统提供堆芯热电偶信号。

堆内测量系统包括堆内仪表套管组件, 其中同时容纳了固定式堆内中子注量率探测器和堆芯出口热电偶, 以及有关的信号处理和数据处理设备。固定式堆芯探测器的输出信号在安​​全壳内被转换为数字信号, 在安​​全壳外再进行多路传输。

3.3 保护与安​​全监测系统

3.3.1 概述

保护与安​​全监测系统中包括若干独立的基于处理器的子系统。每个子系统使用独立的计算机总线, 以防止故障的扩散, 提高可用性。在大多数情况下, 每个子系统使用单独的插卡式机笼。为实现各个子系统之间的独立性, 采用了下面的措施:

(1) 对互为冗余的子系统, 采用单独的、带有输出保护的直流电源。

(2) 子系统的接口采用单独的输入或输出电路。

(3) 当一个设备、电路或功能的某个动态输入参数停止变化时, 发出一个“发呆”信号, 以提高子系统接口处硬接线数据的可靠性。

(4) 两个子系统之间、子系统和 I/O 模块之间, 采用光耦合或电阻缓冲。

3.3.2 电厂保护子系统

电厂保护子系统具有如下功能:

(1) 提供计算紧急停堆和触发专设安​​全设施所必需的传感器信号, 供检索和分析。

(2) 根据这些输入信号进行计算 (包括逻辑运算)。

(3) 必要时, 为停堆断路器提供触发信号, 为专设安​​全设施符合逻辑提供驱动数据。

(4) 针对每个自动紧急停堆功能和专设安​​全设施驱动功能, 提供手动触发和旁通措施。

(5) 向其他系统提供数据。

(6) 针对紧急停堆和专设安​​全设施驱动功能, 设置了冗余措施。

(7) 针对同时用于保护功能和控制功能的传感器信号, 设置了隔离电路。

电厂保护子系统和专设安​​全设施符合逻辑如图 5.4-5 所示。

3.3.3 专设安​​全设施符合逻辑

专设安​​全设施符合逻辑, 在每个分区中设置了两个子系统, 以便更加可靠地缓解事故。

专设安​​全设施符合逻辑的主要功能是处理输入信号, 计算触发动作, 然后综合自动触发信号、手动触发信号和手动旁通数据, 最后将信号输出到专设安​​全设施驱动子系统。为执行这些计算, 专设安​​全设施符合逻辑需要获取来自电厂保护子系统的数​​据、来自主控制室和应急控制室的手​​动操作。

专设安​​全设施符合逻辑完成下列功能:

(1) 接收来自电厂保护子系统的四个分区的二位制数据, 并对这些数据进行四取二表决。

(2) 进行系统级的逻辑运算, 并将运算结果传送给专设安​​全设施驱动子系统, 以触发专设安​​全设施设​​备动作。

(3) 处理来自主控制室和应急控制室的、手动的系统级触发命令。

电厂保护子系统和专设安全设施符合逻辑如图 5.4-5 所示。

3.3.4 专设安全设施驱动子系统

专设安全设施驱动子系统为操作员提供了与电厂的非调节式（例如电磁阀、电动阀、电动风门的开关）安全相关部件的接口。这些子系统实现了流体系统需要的、用于触发部件动作的允许和连锁功能，同时为操作员提供设备的状态信息，例如部件位置（全开、全关、阀门正在动作）的指示、部件的控制模式（手动、自动、就地、远程）、异常运行状况（失去电源、检测到故障）。

专设安全设施驱动子系统接收来自专设安全设施符合逻辑发出的系统级专设安全设施逻辑命令（包括系统级的手动命令），将这些命令解码后通过与每个部件相关的连锁逻辑来驱动最终的执行设备。部件级的驱动信号是从主控制室通过冗余的数据高速公路传送到专设安全设施驱动子系统的；部件状态从专设安全设施驱动子系统通过同一数据高速公路传送到主控制室。用于安全停堆的设备也可以在应急控制室控制。

专设安全设施符合逻辑和专设安全设施驱动逻辑之间的通信如图 5.4-5 所示，专设安全设施驱动逻辑如图 5.4-6 所示。

3.3.5 停堆断路器

停堆断路器用于启动反应堆停堆动作。停堆断路器与由电动机—发电机组供电的动力电源相连，向棒控系统供电。

当处于带电状态时，棒控系统保持控制棒保持在原来位置上；当保护和监测系统检测到电厂已经超过或者即将超过预定的安全运行限值时，发出一个命令使停堆断路器内的欠压跳闸装置断电，使并联跳闸装置加电；从而使断路器断开棒控系统的供电。当失去供电后，控制棒在重力作用下落入堆芯，由此开始停堆过程。

在保护与安全监测系统中，停堆断路器是用于紧急停堆的最终元件。断路器一共有 8 个断路器，分为 4 组，每组包括 2 个。如图 5.4-7 所示，这八个断路器之间的连接是按四取二逻辑配置的。停堆开关柜中还有有关的或辅助性的设备和内部母线。断路器单元外部有钢屏障，将断路器完全包含在所属的分区内，并为不同分区中的断路器提供实体隔离。

3.3.6 经认证的数据处理子系统

经认证的数据处理子系统为控制室提供所选定的参数的安全相关显示功能。这个子系统由传感器、硬件和经鉴定的显示器组成。该子系统的配置是冗余的。

经认证的数据处理子系统完成下列功能：

- (1) 安全重要的数据处理和显示。
- (2) 当其他显示系统发生一个故障时，为操作员提供足够的运行数据，以安全地停止电厂运行。
- (3) 向实时数据网络提供经鉴定的和未经鉴定的数据，供电厂其他系统使用。
- (4) 在事故期间和事故后，为主控制室的显示器处理数据。
- (5) 向主控制室、应急控制室、电厂计算机、其他非安全重要的装置和应急响应设施提供数据。

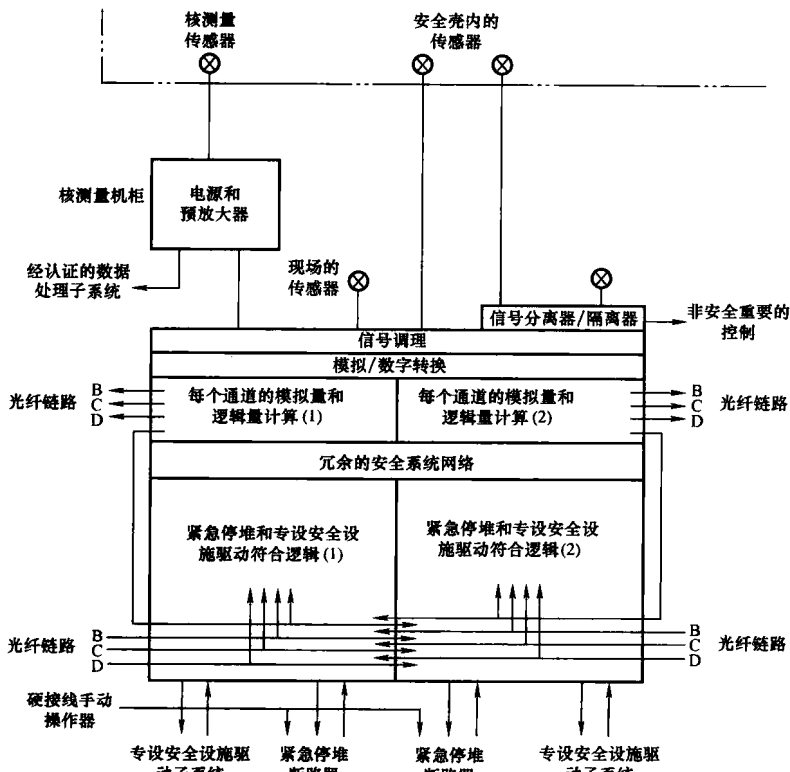


图 5.4-5 AP1000 的电厂保护子系统和专设安全设施符合逻辑

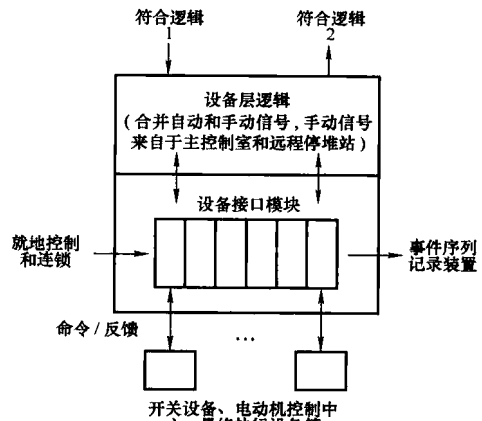


图 5.4-6 AP1000 的专设安全设施驱动子系统

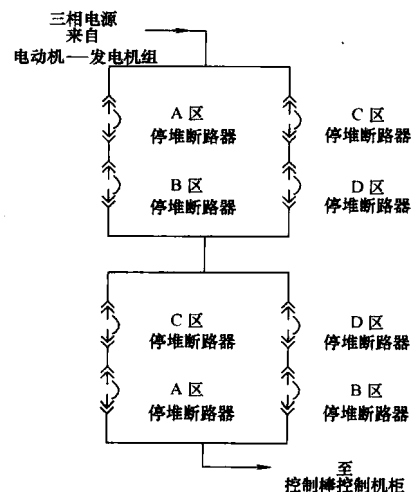


图 5.4-7 AP1000 的停堆断路器配置

经认证的数据处理子系统的硬件由安全重要的模块化数据收集单元组成。该子系统接收来自过程传感器和安全重要的数字系统的数据,处理后转换成工程单位,并转换成适合传输的格式。

经认证的数据处理子系统如图 5.4-8 所示。

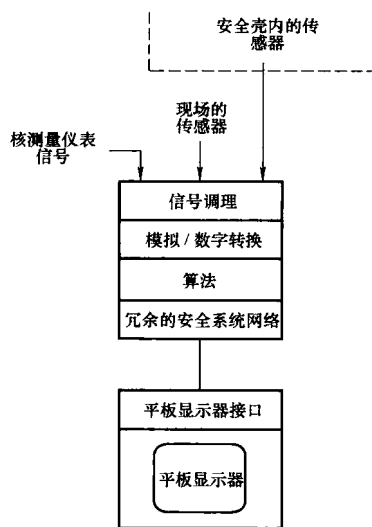


图 5.4-8 AP1000 的经认证的数据处理子系统
(只表示了 B 和 C 两个通道)

经认证的数据处理子系统的供电来自 1E 级直流和不间断电源系统。当丧失所有交流电源(全厂断电)后,仍能继续工作 72h。72h 后,由辅助柴油发电机组供电。

经认证的数据处理子系统包含两个序列(分区 B 和分区 C)。保护与安全监测系统(包含经认证的数据处理子系统),与多样化驱动系统一起实现了多样化,它们之间不共用传感器。

停堆系统/专设安全设施驱动系统的信号由电厂保护子系统处理。在保护与安全监测系统内部,电厂保护子系统和经认证的数据处理子系统共用部分传感器。这些传感器的信号首先由经认证的数据处理子系统处理,因为它在全厂断电 24h 后仍然需要这些信号,而电厂保护子系统由 24h 的蓄电池供电。

一般情况下,停堆系统/专设安全设施驱动系统的输入参数是四通路冗余的,4 个分区中的每个都有一个传感器。如果某个参数也用于经认证的数据处理子系统,那么 B 区和 C 区的传感器首先将信号送往这个子系统处理,然后再送给电厂保护子系统;但是, A 区和 D 区的传感器不与经认证的数据处理子系统共用,而由电厂保护子系统直接处理。如果某个停堆系统/专设安全设施驱动系统的参数不用于经认证的数据处理子系统,或者在全厂断电 24h 不需要使用,那么它的四个分区的传感器信号都将由电厂保护子系统直接处理。

3.3.7 多路传送器

保护与安全监测系统中设置了冗余的多路传送器,用于在各个保护通道和主控制室内的安全级操作员模块之间传输信号。针对每个安全分区,都设置了一个冗余的主控制室多路传送器。多路传送器将来自主控制室的设备级手动驱动信号传送给专设安全设施驱动子系统,同时也将来自专设安全设施驱动子系统的设备状态信息传送给主控制室。

多路传送器与主控制室的软操作装置和操作员接口模块通信。主控制室和应急控制室之间的控制切换是借助若干切

换开关来实现的。

对软操作和多路传送器之间的请求和应答动作,设置了各种“握手”信号,以便确认发出的消息已被接收或接收到消息的有效性。

3.3.8 传感器

保护和监测系统监视与设备机械限制有关的关键变量以及直接影响反应堆热传输能力的变量。某些限值(例如超温 ΔT 设定值)无法直接测量,而是由电厂保护子系统使用其他参数计算出来的。保护与安全监测系统中使用的传感器可以分为三类:过程传感器、核测仪表、来自现场设备的状态信号。

3.3.9 通信功能

通信功能向其他系统(例如电厂系统和数据显示与处理系统)提供来自电厂保护子系统、专设安全设施符合逻辑、专设安全设施驱动子系统和经认证的数据显示子系统的信息。保护与安全监测系统同其他系统之间通过隔离装置实现电气隔离。通信功能也为安全级系统提供来自于非安全级系统的软操作信息,以便用于操作员发起的驱动和设备级控制。

通信功能是通过图 5.4-4 所示的若干信道式网关实现的。

信道式网关将安全级的保护与监测系统与非安全级的实时数据网络连接起来。网关包括两个子系统:一个是安全重要的子系统,它与电厂保护子系统、专设安全设施符合逻辑、经认证的数据显示子系统相连;一个是非安全重要的子系统,它与实时数据网络相连。两个子系统之间通过光纤连接,从而实现电气隔离。

网关内部的信息流主要是从安全重要的子系统流向非安全重要的子系统,这个流向的信息包括电厂过程参数值和设备状态信息。而非安全重要子系统流向安全重要子系统的信息仅限于:

- 1) 定期交换的底层接口信号,通信链路各端的通信控制器借助这些信号,确认链路工作正常。这些信号仅被控制器使用,而不传播到安全重要系统的其他部分。在安全重要系统内,这些信息不用于执行 I&C 功能。

- 2) 主控制室和应急控制室的操作员控制台是非安全重要的。来自这些控制台的软操作信号,在网关内部,是从非安全重要的子系统流向安全重要的子系统的。

在保护与安全监测系统和非安全重要的系统之间,网关同时提供了电气隔离和通信隔离。网关除提供隔离功能外,不用于执行保护与安全监测系统的安全功能。不会有来自非安全重要系统的信号妨碍保护与安全监测系统执行安全功能。

具体来说,网关提供下列隔离功能:

- 1) 在网关的 1E 级端口和 N1E 级端口之间电气隔离。

- 2) 在网关的 1E 级端口和 N1E 级端口之间通信隔离。

1E 级端口和 N1E 级端口之间通信隔离具体包括:

- (1) 对 1E 级的通信,采用缓冲电路处理底层接口信号。

- (2) 在网关的 1E 级端口和 N1E 级端口之间只采用简单的、无连接的通信协议(“无连接”是指通信协议不建立、管理、终止连接,也不对连接进行应答、拒绝、重传)。

- (3) 在网关的 1E 级部分,软件会过滤传入的消息流,只接收在一个预设的列表中列出的、有效的软操作命令。其他的消息都会被丢弃。

安全重要系统内部的应用软件,会确保 1E 级功能在功能上独立于从那些非安全重要系统接收到的软操作指令。具体来说,这些软件具备下列功能:

1) 一个设备如果由自动的安全功能控制, 应用软件会确保自动安全功能和 1E 级软操作的优先级高于 N1E 级软操作。

2) 一个设备如果不由自动的安全功能控制, 应用软件会确保 1E 级软操作的优先级高于 N1E 级软操作。

同时用于保护和控制功能的模拟量输入是由各自的输入电路独立处理的。这些输入信号被划分为安全相关级, 在保护与安全监测系统机柜内隔离后再送往控制系统。

保护与安全监测系统也向电厂控制系统提供子系统的计算结果, 并向数据显示和处理系统提供数据。

保护与安全监测系统也向外部系统提供非过程信号。这些信号包括机柜门的状态、机柜温度、直流供电电压、子系统诊断状态。机柜温度的测量不影响安全相关功能。收集这些非过程信息只是用在外部系统进行分析。

3.3.10 容错、维护、测试和旁通

保护与安全监测系统具有高度的可靠性和容错能力。这是通过下面的方式实现的:

(1) 对紧急停堆和大多数专设安全设施驱动信号进行四取二符合逻辑处理, 避免单一保护通道或安全分区的故障或导致不必要的紧急停堆或系统级的专设安全设施动作, 或妨碍必要的紧急停堆或专设安全设施动作。这就提供了从单一仪表或设备直到一整个电厂保护子系统和专设安全设施符合逻辑分区的容错能力。

(2) 对于紧急停堆和专设安全设施驱动逻辑, 当其中一个通道被旁路或者测试时, 将由四取二符合逻辑转换为三取二符合逻辑。保护与安全监测系统的逻辑不允许同时将两个或以上的通道置于旁路状态。因此, 如果测试时发生一个故障, 不会导致误停堆或系统级的专设安全设施触发动作, 也不会阻碍必要的紧急停堆或系统级的专设安全设施触发动作。由于旁路逻辑的设置, 当一个通道用于测试或维护时, 系统仍然满足单一故障准则。

(3) 电厂保护子系统内的紧急停堆逻辑也处理紧急停堆功能中使用的手动的系统级输入命令。在每个电厂保护子系统中, 都设置了用于紧急停堆功能的表决逻辑。紧急停堆断路器采用“失电停堆”的工作方式。

(4) 在专设安全设施符合逻辑内部, 专设安全设施触发逻辑由冗余的子系统运算, 任一子系统的一个设备的故障不会影响其他子系统。输出的系统级的触发信号被发送给专设安全设施触发子系统。单一故障不会导致专设安全设施的触发。为了尽量减少故障以防止误触发, 设置了全面的错误检查。

(5) 设备级的逻辑是在专设安全设施触发硬件内完成的。用于完成这些逻辑的处理器从保护和监测系统的数据高速公路接收触发信号。一个数据高速公路的故障, 不会阻碍设备级的触发。为了尽量减少数据高速公路的故障, 以防止专设安全设施设备级的触发, 针对数据高速公路设置了全面的错误检查。

3.3.11 隔离装置

隔离装置用来保持各个分区之间的电气隔离, 防止非安全重要系统和安全重要系统之间的相互作用。

隔离装置设置在选定的连接上, 来保持分区的独立性。这些装置用于防止一个电路内发生的合理故障(例如开路、短路)传播到其他电路。

3.3.12 测试子系统

测试子系统用于测试保护与安全监测系统的运行状况, 并检查电厂保护系统的设定值在系统要求的范围内。每个冗余的子系统都是分别进行测试的。

对保护与安全监测系统, 从传感器输入直到被驱动的设备, 测试过程包括一系列相互重叠的序列式测试。大部分的项目可以在电厂全功率运行时进行。由于在功率运行时对最终执行设备的测试将会干扰电厂运行或损坏设备, 这些设备会在较低功率下或停堆时进行。

保护与安全监测系统的每个分区都配有一个测试子系统。这个子系统用于检查设定值和其他常数的精确性, 并检查在系统其他位置是否收到正确的信号。

对信号处理算法的检查是以下面的方式进行的: 采用硬件或软件方式向算法输入“演习”信号, 观察结果, 这些结果包括从算法输出, 直到并且包括相应通道的部分触发, 或在动力接口出现的驱动信号。当需要进行测试时, 测试装置自动将与该通道功能有关的表决逻辑置于旁路状态。

完成对信号处理算法的检查后, 在定值函数的输出端输入必要的数字测试信号组合, 来对表决逻辑进行检查。某些输入信号组合将会使符合逻辑输出紧急停堆或专设安全设施启动等信号。但是, 由于紧急停堆断路器是按四取二逻辑安排的, 因此同一分区两个断路器的跳闸不会导致紧急停堆。停堆断路器的配置如图 5.4-7 所示。为了减少过多跳闸对断路器造成的磨损, 避免测试中的单一故障导致可能的紧急停堆, 测试序列进行了专门的设计, 只有当需要对某个断路器进行测试时, 才真正断开这个断路器。

测试子系统不对专设安全设施驱动器进行测试。这部分测试可以使用设备级的触发信号完成。对于那些可以在功率运行时工作而不会干扰电厂运行或损坏设备的最终执行设备, 测试是通过手动启动这些设备进行的。设备上的位置开关发送一个反馈信号给 ES 驱动子系统, 再传送到主控制室显示。通过画面可以确认手动命令是否成功执行, 从而确定最终执行设备是否可以正常工作。对于其他设备, 在功率运行期间, 只检查它们与驱动器件之间接线的连续性; 根据设备的情况, 当电厂降功率运行或者停堆时, 才检查它是否可以正常工作。

除测试功能外, 在正常运行时, 测试子系统还监视来自其他子系统的故障和诊断信息, 从而改善保护系统的可维护性。

测试子系统具有操作员界面, 用于测试和维护。

测试子系统如图 5.4-9 所示。

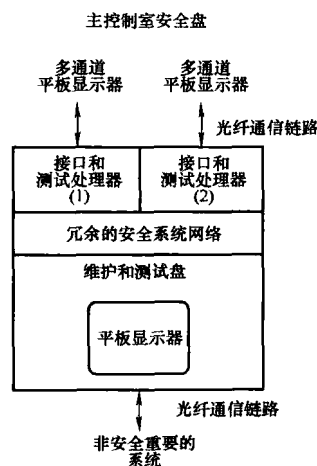


图 5.4-9 AP1000 的保护与安全监测系统 (PMS) 的维护和测试子系统

3.3.13 安全重要的显示仪表

安全重要的显示仪表提供信息, 供操作员在发生事故导致的紧急停堆后, 判断自动动作和手动动作的结果。这些仪

表也向操作员提供用于在事故期间和事故后进行监测的信息。

3.3.14 辅助支持系统

安全重要的系统设备由不间断电源供电。

3.4 电厂控制系统

3.4.1 概述

电厂控制系统是一个非安全重要的系统,在电厂启动、升功率、功率运行和停堆工况下执行控制和协调功能。电厂控制系统集成了各种控制功能,在正常和异常工况下,对反应堆、反应堆冷却剂和各种支持反应堆运行的工艺过程进行自动和手动控制。在停堆期间,电厂控制系统控制各个非安全重要的衰变热排出系统。

电厂控制系统具有如下功能:控制棒控制、稳压器压力和液位控制、蒸汽发生器液位控制、蒸汽排放(汽轮机旁路)控制、快速降功率。

当运行限值发生变化(负荷变化)时,电厂控制系统自动调节反应堆和其他关键系统的参数。电厂控制系统的目标是尽量增加电厂的安全裕量和动态性能。该系统也提供了手动控制各个电厂系统和设备的手段。针对单一故障,在某些部分设置了冗余的控制逻辑。

电厂控制系统的范围,包含了从过程传感器输入电路直到各种控制(调节型和非调节型的)输出,以及到其他系统的数字信号。调节型的控制器件包括阀门定位器、泵速控制器、控制棒设备等。非调节型的器件包括用于电动阀和电动泵的电动机启动器、用于加热器的断路器、用于触发气阀的电磁阀等。电厂控制系统的机柜内包含了过程传感器输入和调节型、非调节型的输出。电厂控制系统也包含了用于对控制棒进行监测和控制的设备。

电厂控制系统设置了下面的组件来执行指定的功能:

- (1) 分布式控制器。
- (2) 信号选择器算法。
- (3) 操作员控制和指示。
- (4) 实时数据网络。
- (5) 棒控系统。
- (6) 棒位指示。
- (7) 用于驱动控制棒的电动机—发电机组。

3.4.2 分布式控制器

每个分布式的控制器都处理输入信号,执行系统级和设备级的控制计算,为操作员提供受控设备的接口,向离散的、调节型的、具有网络接口的设备发送控制信号,向实时数据网络提供电厂状态和电厂参数的信息。

分布式控制器接收工艺过程输入信号,并根据当前的电厂运行模式,实现系统级的逻辑和控制算法,并向受控设备发送控制输出信号。控制器也通过实时数据网络接收和发送过程信号。实时数据网络在各个分布式控制器之间、分布式控制器与主控制室和应急控制室之间提供了双向通信功能。

由于控制功能在多个分布式的控制器上分散执行,因此一个控制器内的单一故障不会影响其他控制器执行控制功能。分布在不同控制器内执行的主要控制功能包括:反应堆功率控制、给水控制、稳压器控制、汽轮机控制。

3.4.3 信号选择器

电厂控制系统通过信号选择器从保护和安​​全监测系统获取输入信号。信号选择器从保护系统中选择代表电厂实际状态的信号,剔除那些错误的信号。因此,即便冗余的保护通道中的两个(一个旁路、一个发生随机故障)出现问题时,

仍不会导致不安全的控制动作。

各个信号选择器分别通过一个隔离器件,从保护与安全监测系统接收对应分区接收数据。

对来自保护和安​​全监测系统的经验证有效的过程信号,信号选择器除为电厂控制器系统提供经验证有效的过程值外,还提供验证状态、有效过程值的平均值、有效过程值的数量,以及两个报警(其中一个报警表示一个过程值已被剔除,另一个报警表示两个过程值已被剔除)。

对于那些来自保护与安全监测系统的四个分区的逻辑信号(例如允许信号),信号选择器会对它们进行表决,为电厂控制系统生成一个有效的逻辑信号。信号选择器还会提供有效性状态、有效逻辑值的数量,以及两个报警(其中一个报警与表决逻辑的输出不同,另一个报警表示两个报警与表决逻辑的输出不同)。

3.4.4 操作员控制和显示

用于电厂控制的操作员接口是一套软操作器。这些装置取代了传统控制系统的开关/指示灯组件或定位器/指示表组件。这些软操作装置为电厂控制系统提供了一致的操作员界面。软操作器安装在每台操作员工作站和应急控制室上,可以控制安全相关的和非安全重要的设备。

软操作器的设置满足下列功能要求:

(1) 软操作功能不影响安全相关和非安全重要设备之间的电气或功能隔离。这种隔离是针对任何执行或协助执行软操作功能的设备的单一故障设置的。

(2) 操作员显示器的故障不阻碍操作员安全地停止电厂。

当操作员希望操作一个设备时,在控制员操作员台上,首先显示指示该设备状态的图形操作画面,然后发送一个消息给软操器,于是软操器显示对应的控制模板,操作员在这个模板上选择所需的控制动作。当操作员检验确认选择了正确的控制动作后,操作员触发这个动作,然后所选的动作将会发送到控制器件。

3.4.5 实时数据网络

实时数据高速网络是一个冗余的数据高速公路,能够(周期性或非周期性地)传输非安全重要的信号和数据。周期性传输的数据包括那些以固定的时间间隔在网络上广播(网络上所有设备都可以接收)的过程数据。非周期性的数据传输一般用于传递消息或文件。

实时数据网络在各个分布式控制器、保护与安全监测系统、网关、堆内测量仪表、特殊监测系统之间提供了通信设施。

3.5 Common Q 平台

3.5.1 概述

Common Q 平台是西屋公司用于实现安全重要的 I&C 系统。基于 Common Q 平台的系统可以用于各种与安全有关的系统,例如反应堆保护系统、事故后监测系统、堆芯保护计算系统、专设安全设施驱动系统、电厂保护系统等。

与传统的模拟式系统相比,Common Q 系统具有很多优点,其中包括:

(1) 更高的可靠性:由于在可能的位置,使用了高可靠性的设备和冗余的体系,可靠性得到了提高。

(2) 减少了人工监督和测试的工作量:设备内置自我诊断功能,系统集成自动功能测试功能。

(3) 更高的可维护性:由于采用了自我测试和诊断,降低了技术人员监督和测定定期测试的负担,提高了对通道设备

故障的检修能力。由于在一个通道内采用了冗余的设备,并具备“热插拔”能力,大幅度简化了纠正性维护工作。技术人员可以通过先进的彩色触摸屏维护界面访问自我监测和诊断功能,提高了技术人员判断系统详细状态的能力。

(4) 具有与电厂计算机的接口:维护与测试盘提供了与电厂计算机隔离的以太网连接,从而使电厂计算机能够监视安全系统的状态。

3.5.2 产品平台

西屋公司选用 ABB 公司的某中型控制器产品系列作为 Common Q 的标准平台。该产品系列:

- (1) 硬件和软件已经经过考验。
- (2) 固有的能力保证了运行和通信所需的确定性。
- (3) 已经通过环境、地震、电磁兼容性鉴定。
- (4) 具备所需的快速处理能力。

(5) 配置灵活,能够实现各种安全系统功能,包括测试过程的自动化。

这些产品在各种工业应用中已有广泛的运行历史。在多个极为重要的电厂应用中,已经通过现场的考验。

Common Q 平台的设备已经通过了应用在核电领域所需的地震和环境鉴定,并且通过了公认的 V&V 和设备鉴定程序。

3.5.3 硬件部件

Common Q 平台被定义为 1E 级的,也就是说,它的所有部件都是 1E 级的。Common Q 平台是一个开放的系统,包括下列主要的部件:

- (1) 带有处理器模块的控制器。
- (2) I/O 模块。
- (3) 平板显示系统。
- (4) 由维护与测试盘和操作员模块组成的人机接口。
- (5) 接口与测试处理器。
- (6) 电源。
- (7) 设备接口模块。
- (8) 终端单元。
- (9) 机柜。

3.5.3.1 控制器和控制站

控制器用于在与安全有关的应用中执行保护算法。

Common Q 采用了高性能的、模块化的控制器,具备多进程的逻辑控制能力。一个典型控制器由一个或多个处理器模块、多个 I/O 模块和多个通信模块组成。这种控制器既可以单独使用,也可以集成在分布式控制系统中。

一个控制器中的多个处理器模块使用通信模块内部的全局存储器来共享数据。

多个控制器之间可以通过 AF100 现场总线连接。AF100 现场总线是一种高性能的串行通信系统,通过它,不同控制器内的应用程序之间可以快速、实时地交换过程数据。工程设计工具还可以通过 AF100 现场总线远程访问全部控制器。

通过配置,控制器可以实现多种功能,例如打时间戳、逻辑运算和延时、顺序控制、调节型控制、反馈控制、脉冲计数、数据和文本处理、算术运算,通过 AF100 现场总线进行通信,通过 AF100 现场总线与处理站连接,通过专用接口与其他系统平台连接。

通过使用冗余的处理器模块和冗余的供电,可以提高控制器的可靠性和可用性。

3.5.3.2 处理器模块和冗余

Common Q 系统使用的处理器模块是基于 32 位处理器

的多进程 CPU(中央处理单元)模块。

每个处理器模块都包括一个应用处理器和一个高速链路(HSL)通信处理器。处理器模块可以同时执行应用程序和处理通信。每个处理器模块支持两条 HSL 高速链路。

处理器的应用程序是使用编程语言编写的。这种编程语言除了用于构建控制逻辑外,还提供了面向 AF100 网络、全局存储器、I/O、HSL 高速链路的接口。

处理器模块内置一个独立的看门狗定时器。当探测到由于处理器的故障导致保护功能无法执行时,看门狗会发出警示信息和该通道的停机信号。

借助应用程序,可以将处理器模块配置成各种冗余方案,包括:

- (1) 处理器模块的热备用冗余(二取一)。
- (2) 控制器的高可用性冗余(二取一或三取二)。
- (3) 控制器的高安全性、高可用性冗余(三取二)。

在二取一的冗余方案中,两个设备(处理器模块或控制器)工作在主/从方式。从设备根据主设备更新寄存器,因此当主设备发生故障时,可以平稳切换到从设备。在三取二的冗余方案中,采用三台控制器,每台控制器由一个处理器模块和一套完整的 I/O 模块构成。三台控制器并行工作,对输出信号进行三取二表决处理。

当用于提高可用性时,系统通过连接各个处理器模块的 HSL 高速链路,实现表决和同步功能。当用于提高安全性时,三个控制器相互独立地并行工作,在外部使用基于继电器的模块对驱动信号进行表决。

不同站的处理器模块之间,以及互为冗余的处理器模块之间通过 HSL 高速链路进行点对点数据通信。

3.5.3.3 I/O 模块

Common Q 采用的 I/O 模块主要包括:

- (1) 模拟量输入模块。用于将来自变送器的模拟输入信号转换为控制器模块所需的数字值。
- (2) 模拟量输出模块。用于将来自控制器模块的数字信号转换为控制、指示等所需模拟信号。
- (3) 数字量输入模块。用于将来自现场的二进制信号转换为控制器模块所需的内部信号。
- (4) 数字量输出模块。用于将来自控制器的数字信号转换为控制、指示等所需的二进制或触点输出信号。
- (5) 脉冲计数、转速控制输入处理。脉冲计数模块用于记录和处理低于 100kHz 的快速脉冲信号。

I/O 模块采用钢板外壳保护电路板。外壳的顶部和底部有用于通风的开口。

I/O 模块可以安装在控制器的机架上,也可以安装在控制器的扩展机架(扩展机架通过硬接线式的总线扩展与控制器机架通信)上,在系统运行期间拆装(热插拔)。受软件的限制,每个控制器可以包含最多 1500 个 I/O 通道,75 个 I/O 模块。

系统启动时,控制器内的系统软件自动监督和检查所有 I/O 模块的运行情况。在正常运行时,这些监督和检查工作由与模块通信的应用程序完成。I/O 模块的运行、报警状态分别由两只发光二极管指示。更详细的诊断信息由维护与测试盘提供。

I/O 模块可以冗余配置,以提高重要控制回路的可靠性。

当需要满足独立性和隔离要求时,可以采用经鉴定的信号隔离器对各个模拟和数字信号进行信号隔离。

3.5.4 平板显示系统

Common Q 采用平板显示系统作为人机接口。平板显示系统是 1E 级的。一个平板显示系统由一个触摸屏和一个 PC 节点盒组成。

3.5.4.1 触摸屏

平板显示系统的触摸屏是经过鉴定的彩色液晶显示器, 具有触摸屏功能。触摸屏具有三种尺寸, 由小到大分别用于操作员模块、维护与测试盘、主控制室内的安全显示。

3.5.4.2 PC 节点盒

PC 节点盒是 AF100 现场总线和触摸屏之间的接口, 包括下列部件:

(1) 单板计算机。单板计算机内包含一颗嵌入式系统处理器, 处理器内置非易失性存储器。当用于在线模式和对测试进行监督时, 计算机采用经鉴定的 QNX 操作系统, 该系统具备图形用户接口。当用于离线模式 (用作测试和维护盘) 时, 采用 Windows 操作系统和应用软件, 用于为控制器加载软件或进行诊断。

(2) 通信接口模块: 用于访问 AF100 网络。

(3) 以太网通信模块: 提供与外部非安全级系统的接口。在安全级系统和非安全级系统之间使用光调制解调器实现 1E 级隔离。

(4) 数字量 I/O 模块: 数字量 I/O 模块可用于输入按钮开关的动作、输出警示信号。可以根据需要设置。

(5) 光盘驱动器: 用于加载新的显示软件, 加载或存储设定值和调整常数, 根据操作员的需要存储其他状态信息。

(6) 时钟接口模块: 用于根据来自电厂计算机或分布式控制系统的系统时钟, 同步本安全分区内的系统时钟。各个时钟接口模块之间使用光纤维持电气隔离。

(7) 用于连接串行口、并行口、键盘和鼠标的连接器。

3.5.5 人机接口

Common Q 安全级系统的人机接口是由平板显示系统实现的。当安装在系统机柜上时, 一般将平板显示系统称为维护与测试盘 (MTP)。当安装在主控制室或应急控制室时, 称为操作员模块 (OM)。

3.5.5.1 维护与测试盘

维护与测试盘用于维护和测试。一般情况下, Common Q 的每个安全级系统通道都设置了一台维护与测试盘。借助维护与测试盘, 技术人员可以进行监视和纠正性维护, 修改设置值, 旁路一个通道, 启动自动测试, 显示详细的系统诊断信息。维护与测试盘还用于将软件加载到处理器模块中。

维护与测试盘的 PC 节点盒通过冗余的 AF100 现场总线与控制器进行通信。PC 节点盒接收到过程信号后, 除送平板显示器显示外, 还通过以太网发送到电厂计算机或其他系统。对于来自平板显示器的命令和信息, PC 节点盒处理后发送到 AF100 网络。

维护与测试盘还具备动态图形和趋势显示功能。

维护与测试盘内置非易失性存储器, 用于存储维护信息, 以支持系统的“半热态”启动 (warm start)。

3.5.5.2 操作员模块

操作员模块的功能和维护与测试盘相同, 只是设置了一定的限制, 以避免意外的更改。

操作员模块包含各种画面, 可以向操作员显示安全级系统的信息。操作员也可以选择安全级系统的参数, 使它们在同一页上显示。典型的操作员模块画面包括:

(1) 一个模拟当前操作员模块接口的画面。为每个点代码添加了文字描述, 以减少使用新画面所需的培训。

(2) 一个技术规格画面。包含带有文字描述的动态数据, 以方便对安全相关的通道进行定期检查。

(3) 若干用于定义的点组画面。在多个页面上, 显示操作员可以在线选择的点的识别码和文字描述。

(4) 可寻址常数的画面。使操作员可以通过行政控制查看和改变可寻址常数。

(5) 一个系统健康状态画面。以图形方式显示通道的结构图和硬件的运行状态。

(6) 一个包含模块故障和差错的事件列表。包括至少最后 30 个系统诊断故障状况的历史日志。

(7) 包括趋势信息的显示画面。

(8) 用于执行安全级系统监督测试的画面。

操作员模块之间以及操作员模块与安全级系统的其他部分之间通过冗余的 AF100 现场总线进行通信。操作员模块和安全级系统之间的 AF100 现场总线是通过光纤隔离的, 它们之间不存在硬接线。

在启动后, 操作员可以更改操作员模块中的可寻址的常数。操作员模块内置非易失性闪存, 用于存储可寻址的设定值和调整常数。这些常数存储在操作员模块中, 然后被发送给安全级系统的维护与测试盘。维护与测试盘接收到这些常数后, 将它们存储在自己内置的闪存中。安全级系统的处理器模块每个运行周期都从操作员模块接收可寻址常数。通过这种方式, 维护与测试盘和操作员模块中都存储了同一常数。安全级系统维持维护与测试盘和操作员模块的状态。如果安全级系统无法与操作员模块通信, 它将使用维护与测试盘中的可寻址常数。失去操作员模块时会触发一个报警, 但由于在维护与测试盘中有操作员模块信息的副本, 因此不会影响安全级系统的运行。如果操作员模块和维护与测试盘同时不可用, 安全级系统的输入将进入预置的故障模式。

3.5.6 接口与测试处理器

每个安全通道内设置了接口与测试处理器 (ITP), 用于对通道进行测试, 并对安全级系统参数进行跨通道的比较。

接口与测试处理器通过通道内部的 AF100 网络, 接收来自维护与测试盘的测试命令, 发送和接收来自所在安全通道内部的测试信号。

各个安全通道的接口与测试处理器之间通过一个专用的 HSL 高速链路传输不重要的状态信息, 以便进行测试和跨通道比较。这个跨通道网络与各个通道内部的通道内 AF100 网络隔离。在一个具有 4 个通道的安全级系统中, 一个接口与测试处理器使用两个处理器来与其他三个通道通过 HSL 高速链路进行连接 (每个处理器可以接收两个 HSL)。如果需要, 接口与测试处理器还可以输出模拟和数字信号到外部系统和指示器。

3.5.7 供电

Common Q 的电源由若干插入式的模块构成, 其中至少包括一个交流工频滤波模块和一个所谓的“前端模块”。前端模块用于将工频交流电转换为 300V 左右的直流电。

使用一个或多个 DC/DC 转换模块可以将 300V 的直流电压转换为 2~48V 的最终直流输出。DC/DC 转换模块可以串联起来, 实现最高 98V 电压的输出; 或者并联起来, 以提高输出电流或实现冗余。

在冗余配置时, 需要有两套滤波模块和前端模块分别为两个 DC/DC 转换模块供电。当两个互为冗余的转换器的输出功率在中等或较大状态 (总输出功率 150~400W) 时, 每个转换器的负荷配置为总功率的 (50±5)%。但是对冗余

的小功率转换器（功率低于 100W），可以采用输出隔离二极管并行工作，但是其设计并未考虑 50% 的负荷分配。在冗余配置中，其中一个序列的故障不会妨碍另外一个序列的正常工作，并且可以在不影响用电设备的情况下，在带电状态下更换其中一个冗余的模块。

系统对冗余的电源进行监视，当检测到故障时发出报警。电源带有过压和超温保护以及软启动器，具有较高的功率因子，允许交流电源 24ms 的瞬间断电。

3.5.8 设备接口模块

设备接口模块（CIM）是用于控制安全重要设备的 1E 级模块。它接收来自安全级系统和多样化的非安全级系统的设备控制信号，根据用户定义的优先级对这些信号进行仲裁后，再发送给电厂设备。设备接口模块还可以接收手动控制信号，这种信号的优先级是最高的。每个设备接口模块控制两个设备。

设备接口模块还具备下列功能或特性：

（1）（配合控制器的应用软件）对安全级系统输出的命令进行连续测试，以检查从控制器到设备接口模块之间信号的连通性。

（2）对设备接口模块进行连续诊断，并提供故障的就地指示，以协助快速定位故障。

（3）能够承受电涌，已通过工业标准的鉴定。

（4）对外部现场继电器的电压进行连续监视。

（5）能够禁用控制系统的输入信号以用于测试（会发出报警）。

（6）能够就地控制输出继电器，以用于测试（会发出报警）。

（7）可热插拔。可在带电状态下更换模块，而无需改动接线。

（8）电路电压监测，设备控制电源的可用性和电路的连续性。当设备被驱动时，对输出继电器触点进行检测。

（9）为现场输入信号提供湿电压，并进行连续监测。

设备接口模块还可以接收最多 8 个设备反馈信号（可以同时包括数字信号和触点信号），以实现设备的连锁，或用于驱动器的限位指示。设备接口模块还具有一个专用的接口，可以用于将设备的状态信息发送到电厂计算机。

设备接口模块内不包含软件，从而避免了软件的共模故障的影响。

3.5.9 I/O 接线单元

I/O 接线单元用于连接 I/O 模块和现场设备。每种 I/O 模块都有一种相应的接线单元。接线单元都提供了用于现场接线的接线端子，其中包括用于连接电缆屏蔽层的独立的端子。接线单元还提供了信号通断措施和测试点，以协助系统测试和维护。除此之外，接线单元还具有如下特点：

（1）模拟量输入接线单元：通过配置，可以输入电压、电压或电阻式温度探测器信号。可为回路供电，模块之间互相隔离。提供了分离的接线端子，用于共享信号。

（2）模拟量输出接线单元：只提供了接线、通断和测试点。

（3）数字量输入接线单元：可为触点供电，并能探测接地故障，四组输入（每组 8 个）之间互相隔离。提供了分离的接线端子，用于共享信号。

（4）数字量输出接线单元：为电源输出（由外部供电）设置了熔断器，电源分配给四组输出（每组 8 个）。

（5）带有切断继电器的接线单元：可以就地或远程方式断开现场输入信号，然后手动注入测试信号。同时提供了测试状态的就地和远程指示。

（6）Y 形连通的接线单元：为一个输入端子设置了两个输出端子。

（7）HSL 高速接线单元：提供了电缆到电缆或电缆到光缆的接口，用于扇出来自处理器单元的 HSL 高速链路信号。

（8）紧急停堆矩阵式接线单元：能够借助“并联跳闸和欠压跳闸线圈”对紧急停堆断路器进行手动测试，可以监视处理器模块的看门狗定时器触点输出，需要时进入预置的故障工作模式。在手动的紧急停堆开关和紧急停堆断路器之间提供了接口。

（9）三取二表决和脉冲接线单元：提供硬接线方式的三取二继电器表决功能，并通过对离散电路进行脉冲计数来探测软件的共模故障。这个接线单元还提供了涓流检测，用于检查负载电路的连续性。

3.5.10 安全保护和访问控制

维护与测试盘提供了系统诊断信息，以及对通道进行测试、调整设定值和校准因子的手段。对于这些功能，使用了门锁或键盘锁来提供保护和访问控制。

3.5.11 系统通信

3.5.11.1 AF100 总线

Common Q 通道内的通信采用 AF100 总线。

AF100 是一个高性能、具备确定性的通信网络，用于在控制器之间进行通信。AF100 总线具备确定性，在工作时允许接入或断开设备。

AF100 总线可以用于传输过程数据和消息。过程数据是指用于过程监视和控制的动态数据，消息传递用于修改参数、加载程序和诊断。

3.5.11.2 HSL 高速链路

HSL 连接用于在不使用 AF100 现场总线的情况下，在两个控制器之间点对点传输数据。HSL 用于跨通道的数据传输，用来检查过程输入、计算结果和安全系统的驱动信号。每个模块包括一个发送器（输出到两个端口）和两个独立的接收器。需要发送的数据，由发送器经光隔离后发送给其他通道。接收器用于接收来自其他通道的数据。

HSL 数据链路是纯广播式的，通过光纤实现电气隔离。

3.5.11.3 安全级和非安全重要级系统之间的跨通道数据通信

Common Q 平台采用光纤对跨通道的通信连接进行隔离。

可以进行两种类型的跨通道通信：

（1）从一个系统到另一个系统的单向数据流。

（2）双向数据流，并设置足够的缓冲来隔离通信差错。

处理器可以进行单向数据通信，也可以使用独立的带有缓冲器的通信模块进行双向通信。

在当前的设计中，安全通道之间的安全重要的通信采用单向方式。不重要的数据（例如测试状态数据、送到外部非安全级系统的数据等）通过其他设备（例如维护和测试处理器）进行了缓冲。

3.5.11.4 与外部系统的数据链路

Common Q 系统通过以太网（IEEE 802.3 10Base-T）与电厂监视系统（例如电厂计算机）通信。以太网信号先通过介质转换器转换为光纤上可以传输的信号，然后光纤再将每个通道的信号传送到电厂计算机。在这个过程中，光纤实现了 1E 级的电气隔离，构成了安全级系统到非安全级系统的电气边界。

在安全级系统内部，以太网只与维护与测试盘连接。应用数据流由维护与测试盘单向传输到外部系统。应用数据包

括安全级系统的输入、安全级系统的输出、安全级系统的内部状态等。安全级系统不从外部系统接收任何参数。维护与测试盘内的处理器使用缓冲电路,可以当作一个网关。缓冲电路提供了一个具备防火墙功能的接口,只允许维护与测试盘和外部系统对数据传输进行应答或非应答。因此,外部系统中产生的任何不正确的数据命令都会被维护与测试盘内部的以太网软件阻挡。网络的正常工作,需要双向的数据流(握手信号),以便检测错误、检查数据的完整性。握手机制属于物理层或协议的一部分,它建立一个连接,提供用于错误检测和数据完整性检查的数据流。握手失败将会终止从安全级系统到外部系统之间的信息传输,但是接口的故障不会影响安全功能的正常运行。由于功能独立(网络不执行任何安全功能)和隔离,如果这个网络完全失效,也不会妨碍安全级系统执行本身的安全功能。

3.5.11.5 扫描和报警

当执行安全功能时,系统对来自现场的输入信号进行扫描。模拟量输入的处理过程一般包括:

(1) 坏数据检查。如果模拟—数字转换器无效,或者模拟输入卡发生故障,与该转换器或输入卡有关的所有变量都会报警,并且在后续的处理过程中会抛弃这些输入信号。

(2) 量程检查。所有的信号都要进行超量程检查。如果输入大于等于一个固定的上限设定值,或小于等于一个固定的下限设定值(每个输入的设置值可以不同),会认为这个输入超出了量程。在这种情况下,将发出一个超量程报警,该执行周期的后续处理过程中会抛弃这个输入。

(3) 报警复位。对于超量程报警和其他处理过程中产生的报警,只有当变量下降到低于高报警设定值(或上升到超过的报警设定值)一个指定的值(称为报警复位值或报警死区值)时,才会消失。每个报警的死区可以不同。

(4) 输入转换。如果输入没有超过量程,原始的输入值将被转换为工程值。

3.5.11.6 时间戳

Common Q 安全级系统采用下面的方式处理事件序列(SOE)。

首先,控制器为过程输入的数字量打上时间戳,并根据预设的控制逻辑计算出 SOE 点。时间戳使用安全级系统的时钟,这个时钟通过维护与测试盘的时钟接口与系统实时始终进行同步(误差为 $\pm 10\text{ms}$)。在同一控制执行周期内计算或扫描的全部 SOE 点,都会被打上相同的时间戳。因此,时间戳的分辨率与控制回路的处理时间相同。

然后,带有时间戳的 SOE 点被通过安全级维护与测试盘和信道式网关发送到非安全重要的分布式控制系统(DCS)。在 DCS 内,安全级的 SOE 点与非安全级的 SOE 点综合起来,按时间顺序显示在事件报表中。

“SOE 时刻”是在每个控制回路执行周期的开始记录的。在控制器 AC160 内,当 SOE 点从正常状态变换到预设的事件状况时,就会被打上时间戳,这个时间就是所谓的“SOE 时刻”。然后,SOE 时刻被锁定,并在一段时间内不断向 DCS 传送,确保信号能够通过整个传输路径(AFI00、维护与测试盘、通道化的网关等)后被 DCS 识别。在这段时间内,即便 SOE 点再次从正常状态变换为事件状态,也不被记录。当 SOE 点从事件状态返回到正常状态时,也会以同样的方式打上时间戳并传送;不同的是,如果在传送期间,再次发生到正常状况的变换,将会更新时间戳,并重新传送,这样,DCS 最终收到的时间戳可以代表从事件状态返回到稳定的正常状态的时刻。

3.5.11.7 数据库

扫描到的数据从控制器 AC160 发送到维护与测试盘维护与测试盘,然后被存储在维护与测试盘内置的数据库中。数据库用于维护与测试盘本身的人机接口功能,并能够通过以太网为电厂计算机提供数据。

3.6 Ovation 平台

3.6.1 概述

Ovation 是开放式的工厂监视和控制系统。Ovation 完全根据 ANSI 的开放标准开发,使用商品化的硬件平台、操作系统和网络技术,具有多任务的数据采集和控制能力,并且采用开放式的网络设计。

Ovation 在执行控制逻辑过程中,对一个分布式的、全局性的关系数据库进行实时存取。通过使用数据库,可以将传统上存储在一个中心处理器内的功能分发到网络上多个独立的节点。由于这些节点并行工作,每个节点只需完成被分配的功能而不会被中断,所以在同时处理来自电厂的多个不同事件的情况下,也能保证系统的性能。

Ovation 网络结构如图 5.4-10 所示。

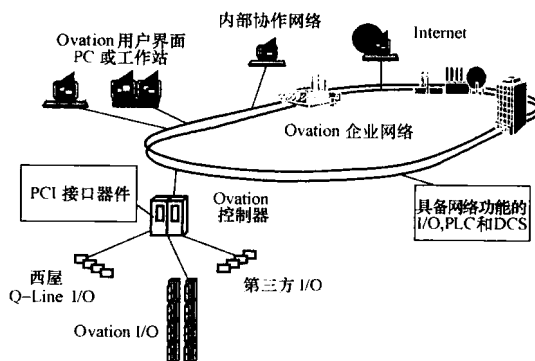


图 5.4-10 Ovation 的网络结构

3.6.2 网络

Ovation 采用了局域网技术,并采用符合工业标准的冗余的、容错的通信协议。Ovation 网络可以单独或者同时使用电缆(非屏蔽双绞线)和(多模或单模)光纤作为通信介质。由于使用商品化的通用硬件,Ovation 网络不需要特殊的网关和接口;并能够与企业内部网络、广域网等进行连接。Ovation 网络摒弃了通常采用的复杂的桥式结构,将控制网络和工厂局域网直接连接起来。高速的 Ovation 网络保证了实时数据的无损传输,即便在工厂出现扰动时,也不会引起延迟或损坏。

3.6.3 控制器

Ovation 控制器采用与 PC 兼容的实时操作系统,能够实现全 32 位抢先式多任务处理。Ovation 控制器所能处理的点数和系统性能是以工业上最新的 RAM(随机存储器)容量和处理能力为基础的。一个控制器能够扫描 16 000 个点,并转换成工程单位。对每个点的限值每秒钟检查一次。

Ovation 控制器可以计算简单或复杂的调节和顺序控制方法,完成数据采集功能,并与 Ovation 网络和 I/O 子系统交换数据。控制器可以用一定的频率广播每个点的值和状态。

Ovation 控制器采用标准的 PC 体系,使用被动的 PCI(外设部件互联)和 ISA(工业标准化体系)总线,可与其他标准 PC 产品配合,实现即插即用。

3.6.4 I/O 模块

Ovation 采用模块化的 I/O 器件,模块的类型包括数字

量输入、模拟量输入、数字量输出、模拟量输出、触点输出、RTD（电阻式温度探测器）输入、脉冲计数、单回路控制、继电器输出、HART、串行链路控制。这些 I/O 模块既可以用作远程 I/O，可以用作本地 I/O。Ovation 具有内置熔断器和信号预处理功能的可编程模块。这些模块具有耗电少、发热少的特点。

3.6.5 关系数据库

Ovation 系统使用关系数据库管理系统来控制数据。关系数据库管理系统是 Ovation 系统的核心，不仅存储了过程变量的实时和历史数据，还存储了 Ovation 系统内的各种信息，包括系统配置、历史数据存储和检索的结构数据、控制算法的信息、I/O 控制器的信息以及过程数据库。

通过使用关系数据库管理系统，能够方便地集中和组织海量的原始数据。

这个数据库将全部编程工具和 Ovation 应用程序的使用数据集中在一起，运行时使用的信息也从这个数据库分发到控制系统，使控制系统的运行不依赖于这个数据库。

3.6.6 企业集成

通过一些连接产品，Ovation 可以与企业网络连接，从而将工厂系统和信息系统集成为一个完整的、统一的平台。在这个平台上，可以开发新的应用功能，例如全局性的过程调整、预测控制、神经网络、工艺分析等。

这些连接产品包括 Web Access ViewEnabler（简称 WAVE）、ODBC 服务器、NetDDE 服务器、OPC 服务器。

WAVE 采用 Java 技术，借助 WAVE 提供的功能，可以使用桌面的网页浏览器访问 Ovation 的实时过程数据和画面。访问可以通过企业局域网或广域网，或者从厂外进行拨号或通过互联网连接。

通过 ODBC（开放数据库连接）服务器，可以方便地从网络上的任何桌面 PC 直接访问控制系统的指定数据，包括实时和历史信息，这些信息可以用于数据分析和决策。

NetDDE 是一个数据交换协议，是用在计算机网络上的 DDE（动态数据交换）技术。可以在桌面 PC 上开发电子表格、报表和其他专用程序，在其中使用来自于 Ovation 系统的实时控制信息。

OPC 服务器使用用于过程控制的 OLE（对象链接和嵌入）标准（OPC）。通过 OPC，用户可以方便地访问动态过程数据，将其他各种应用系统和 Ovation 控制系统连接起来。

3.6.7 工作站

Ovation 工作站可以采用 Windows 操作系统，或 Sun Solaris（UNIX 的一种）操作系统。根据功能，工作站可以分为操作员工作站和工程师工作站。这两种工作站都可以同时访问来自工艺过程和企业的数据库。

3.6.7.1 Ovation 操作员工作站

Ovation 操作员工作站使用高分辨率的显示器显示过程信息、控制画面、诊断信息、趋势曲线、报警和电厂状态。使用 Ovation 工作站，使用者可以查看动态的系统点和历史数据、各种消息、标准功能画面、事件日志，还可以使用先进的报警管理程序。

一个 Ovation 操作员工作站可以使用一个或两个显示器。

3.6.7.2 Ovation 工程师工作站

Ovation 工程师工作站用来配置和维护 Ovation 控制系统。工程师工作站除具有操作员工作站的功能外，还增加了若干重要的系统设计工具。使用这些工具可以创建、下载和

编辑工艺流程画面、控制逻辑和过程点数据库。

3.6.8 历史数据库

在 Ovation 过程控制系统中，历史数据库用于存储和检索过程数据、报警、事件序列、日志和操作员的动作，进而向操作员、工程师和维护人员提供信息。

Ovation 使用的历史数据库包括 Ovation Historian 和 eDB Historian。

3.6.8.1 Ovation Historian

Ovation Historian 用于收集和存储各种历史数据，包括过程点的值、报警历史数据、实验室历史数据、操作员的动作、事件序列、ASCII 文本消息、值班日记和系统报告。

Ovation Historian 能够实现数据的检索、查询、备份、存档、生成报表。为了满足各种用途的需要，Historian 的功能被分离到各个独立的软件子系统中。每个子系统只执行一个功能（例如扫描、收集、存储、检索或显示）。

多数情况下，Ovation Historian 和报表服务器采用同一工作站；但是，也可以使用一个单独的工作站。Historian 可以配置成冗余的。

3.6.8.2 eDB Historian

eDB Historian 用于组织海量的实时过程数据，计算合并值，支持在线存储和离线存档，向操作员、工程师和维护人员提供所需的信息。eDB 运用 OPC、SQL（结构化查询语言）、ODBC 和其他技术，收集来自其他系统平台或业务数据库的工厂数据，这些信息可以在 Ovation 操作员工作站上使用数据检索程序来访问。

eDB 具有数据报表功能，能够定期或在符合条件时自动生成报表。可以通过 Web 访问这些报表或查询数据。

通过企业网络，eDB 能够存储来自远程系统的过程数据。根据数据量的大小，可以将一个高性能工作站兼作 eDB 功能，或使用专用的服务器作为 eDB 平台。

3.6.9 报表

3.6.9.1 Ovation 报表服务器

Ovation 报表服务器用于创建、修改和生成打印报表，在报表中可以详细列出 Ovation 系统运行时的各种活动。

借助直观的报表设计工具，可以快速创建日志和报表格式。在报表中可以采用各种格式风格、颜色、剪贴画、图表。报表的布局十分自由，可以针对不同的目的，综合实时、历史和存档数据。报表可以打印出来，或者保存为文件。文件可以采用 ASCII 文本格式或商用的电子表格格式。这些报表还可以发送到 Historian 来存档。

报表服务器中包含一个数据库报表工具包，用来定期或在符合条件时自动生成报表。可以通过 Web 访问这些报表，或查询数据。

一般情况下，报表服务器可以与采用 Solaris 操作系统的 Historian 合用一台工作站。如果需要处理和存储大量的数据，Ovation 报表服务器可以安装在一台独立的工作站上。

3.6.9.2 eDB Historian 报表系统

eDB 报表系统除具有传统 DCS 的数据日志功能外，还具有报表功能。eDB 报表系统包含了数据查看、排序和分析软件，能够将结果输出到打印机，或者发送到特定的服务器、桌面计算机，或企业网络上被授权的用户。报表中可以包含各种类型的数据，以便更佳地描述事件前后或指定时间内的工艺过程。根据设置，在操作员启动后，或发生某一事件后，自动生成报表，报表中包含当前各种数据的“快照”，或动作前后的数据值。

在 eDB 报表中，可以含有复杂的关系查询语句，以便

调用当其他点满足指定条件期间的历史数据。

报表中也可以包含各种图表和展示元素。被授权的使用者可以直接将报表输出发送到系统打印机、电子信箱,或者转换为 HTML(超文本标识语言)或 Adobe PDF 文件(Adobe 的可移植文档格式文件)供附带的网页服务器显示。

4 EPR 的 I&C 系统

4.1 系统接口

EPR 的 I&C 系统与下列系统、设备、人员有接口:

- (1) 运行人员(通过人机接口)。
- (2) 厂区管理设施和厂外的计算机。
- (3) 电气开关装置。
- (4) 机械和流体系统。
- (5) I&C 供电系统和接地系统。

4.2 总体结构

如图 5.4-11 所示, EPR 的 I&C 架构可以分为四个层次:

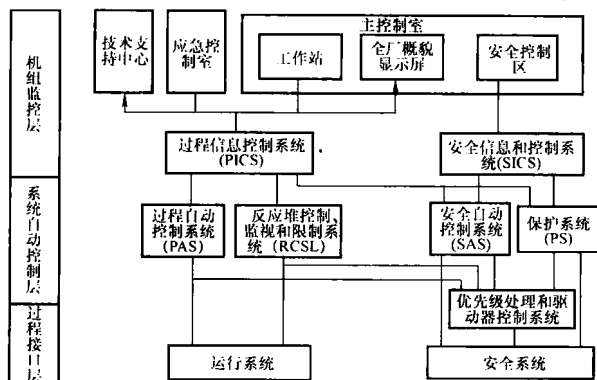


图 5.4-11 EPR I&C 系统的总体结构

(1) 过程接口层。该层包括各种仪表(传感器、变送器、数字化的变送器等)、开关设备和执行器。

(2) 系统自动控制层。该层包括运行系统和安全系统中数据采集、过程自动控制、监视和驱动功能。

(3) 机组监控层。该层包括运行系统和安全系统中用于为过程控制和监视人机接口而进行的数据处理功能。

(4) 厂区管理层。用于连接电厂的计算机网络,以用于对系统进行维护、监督和对管理资源进行共享。

下面重点对前三个层次进行描述。

4.2.1 过程接口层

核岛的传感器、变送器和数据采集功能包括:过程测量、辐射测量、中子注量率测量、棒位测量以及其他特殊测量。这些仪表根据对安全的重要程度划分为不同的通道。

如果某个测量信号在自动控制层的不同的系统中处理,一般这个数据由安全级别最高的数据采集装置采集,然后通过网络传输到其他系统。

用于安全重要功能的互为冗余的传感器、变送器、电缆是实体分离的,并被布置在不同的区域。

开关装置和执行器根据功能级别进行分组,互为冗余的开关装置和执行器也被布置在不同的区域。

4.2.2 系统控制层

原则上讲,系统自动控制层的组成(I&C 系统和设备)可以多种多样。该层可以划分为下列系统:

(1) 过程自动控制系统。在电厂正常运行时,对电厂进行监视和自动控制。该系统还可以执行非安全重要的监视和

控制功能,以协助事故后管理、降低风险。操作员通过过程信息和控制系统来监视和控制过程自动控制系统的功能。如果过程信息和控制系统不可用,则可以通过安全信息和控制系统来监视过程自动控制系统的几个重要功能,以便维持电厂的稳定。

(2) 反应堆控制、监视和限制系统。主要执行用于控制和监视反应堆运行的非安全重要功能。

(3) 安全自动控制系统。安全控制系统可用于执行用于事故后管理的 I&C 功能,以便将电厂过渡到安全停堆状态。操作员可以通过过程信息和控制系统、安全信息和控制系统查看触发、驱动和反馈信号。

(4) 保护系统。该系统在各种工况下监视安全重要的过程参数,并在发生假定始发事件时触发;安全级自动反应堆保护和安全功能(紧急停堆和专设安全设施驱动)、安全系统支持系统的自动控制、检测需要安全级手动操作的工况并发出信号、执行必要的安全级手动 I&C 功能。保护系统还向安全信息和控制系统和过程信息和控制系统提供安全级参数的信息。保护系统的参数、触发和驱动信号通过过程信息和控制系统和安全信息和控制系统向操作员显示。在保护系统内,还提供了对过程信息和控制系统或安全信息和控制系统的手动触发或复位信号的安全连锁功能。

(5) 优先级处理和驱动器控制系统。每个独立的执行器的控制和监视时通过系统控制层的驱动控制功能或在开关装置或执行器内部完成的。这个功能也包括对来自不同安全功能的命令的优先级进行管理。对于用于保护或事故后监测功能的执行器来说,对来自保护系统和安全控制系统或过程自动控制系统的命令,它们的优先级不是由标准的驱动器控制来管理的,而是由优先级和执行器控制系统的专用优先级功能来管理的。除优先级功能之外,该系统为这些执行器完成操作所需的底层驱动器控制功能,例如重要的部件保护功能。

4.2.3 机组监控层

机组监控层的数据处理功能主要服务用于机组监督和控制的人机接口。该层可以划分为两个 I&C 系统:

(1) 过程信息和控制系统。

主要功能是在各种电厂工况下,帮助操作员监视和控制电厂。该系统能够获取自动控制层全部系统信息,并将这些信息通过下列人机接口设备展示给运行人员:位于主控室操作员工作站、用于监视和控制的屏幕,用于监督的屏幕(一般只有显示功能),主控制室内用于全厂状态显示的大屏幕或投影机(只有显示功能),位于应急控制室内、用于监视和控制的屏幕,位于技术支持中心内的屏幕(只有显示),以及打印站、记录仪等。

当过程或者 I&C 系统出现异常时,过程信息和控制系统向操作员发出报警,并引导操作员采取应对措施。所有必要的安全参数显示功能也在过程信息和控制系统上实现,在所有运行模式下,向操作员提供关于关键安全功能的概况。

一般来说,电厂的执行器可以由过程信息和控制系统通过过程自动控制系统来控制。操作员通过屏幕发出控制命令,这些命令被传送到过程自动控制系统,而过程自动控制系统既执行运行功能也通过优先级处理和驱动器控制系统执行安全功能。

当发生假定始发事件时,还可以通过过程信息和控制的操纵员监视器来复位 PS 中已经自动触发的安全级 I&C 功能,或通过过程自动控制系统执行事故后管理功能,或通过过程自动控制系统、反应堆控制和限制系统降低风险。

过程信息和控制属于非安全重要的系统,无需抗震,由

数字化的基于计算机的设备实现；重要的部分具有容错能力，并进行了功能分区。

(2) 安全信息和控制系统。

安全信息和控制系统提供安全重要的人机接口设施，供操作员在过程信息和控制不可用时执行安全重要的控制和信息显示功能，以便将电厂引导至并维持安全停堆状态。安全信息和控制系统内还包括事故后监测所需的所有设施。

通常情况下，只有过程信息和控制不可用时，操作员才使用安全信息和控制系统界面。

目前，安全信息和控制系统的实现一般部分（例如只有监视的部分）或者全部采用基于屏幕的方案。

(3) 主控制室。

在电厂所有的工况下，在主控制室内对过程进行监督和控制。

为此，主控制室内配有：位于过程控制区和调试/辅助区内的、装有过程信息和控制屏幕的、冗余的工作站，为值班长和安全工程师提供的、装有过程信息和控制（和安全信息和控制系统屏幕）的工作站（一般仅用于信息显示），过程信息和控制用于显示全厂状态和主要参数的大屏幕或投影机，位于安全控制区内、安全信息和控制系统的常规或基于屏幕的人机接口设备。

主控制室能够应对外部危险，使操作员能在安全控制区内执行安全功能。

(4) 应急控制室。

当主控制室由于内部危险不可用时，操作员可在应急控制室内对电厂进行监督和控制。为此，应急控制室内配备有：用于切断来自主控制室内人机接口设备的所有控制命令的开关，装有过程信息和控制屏幕的操作员站供操作员监视电厂并将电厂引导至安全停堆状态。

(5) I&C 服务中心。

工程师和技术人员在 I&C 服务中心内对系统控制层和机组监控层的设备进行维护。

4.3 系统平台

EPR 采用了法马通核能公司的 TELEPERM XS 作为安全重要 I&C 的实现平台，采用西门子公司 TELEPERM XP（现已更名为 SPPA-T2000，本文沿用更改前的名称）作为非安全重要 I&C 的实现平台。

TELEPERM XS 与 TELEPERM XP 配合，构成了一个统一的、完整的核电厂 I&C 体系，如图 5.4-12 所示。其中，TELEPERM XS 用于执行安全重要的自动任务，其中包括从信号采集、分发直到驱动器控制接口和优先级功能。TELEPERM XP 用于执行核电厂工艺过程的全部自动运行功能，例如复杂系统的控制、复杂的开环和闭环控制，以及

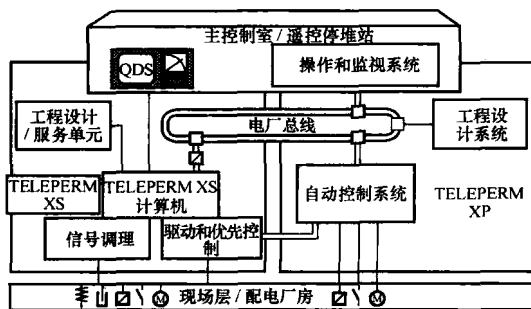


图 5.4-12 以 TELEPERM XS 和 TELEPERM XP 为平台的完整 I&C 系统

在以视频显示单元为基础的控制室内对整个电厂进行操作和监视。TELEPERM XP 通过 Profibus DP 现场总线与 TELEPERM XS 的驱动控制接口和优先级处理模块连接。PROFIBUS 链路也实现了两个系统之间的隔离。

4.4 TELEPERM XS 平台

4.4.1 概述

TELEPERM XS 是用于核电厂安全重要 I&C 系统的平台。它包含了所有必要的硬件和软件部件，其中包括用于工程设计、测试和试运、运行和检修的各种软件工具。

4.4.1.1 应用范围

在核电厂中，TELEPERM XS 可以用于实现各种类型的 I&C 系统（主要是安全重要的 I&C 系统），其中包括：

- (1) 反应堆保护/专设安全设施驱动。
- (2) 反应堆控制和反应堆限制。
- (3) 中子注量率测量。
- (4) 堆芯监测。
- (5) 棒位监测。
- (6) 应急柴油发电机控制。

4.4.1.2 特性

TELEPERM XS 具有下列特性，能够满足安全级系统的可靠性、容错和故障控制要求：

- (1) 根据电厂要求，实现高度冗余的结构。
- (2) 高质量的软件和制造工艺。
- (3) 通过全面的自我监视在早期发现故障。
- (4) 冗余的子系统之间使用光纤进行隔离。
- (5) 通过智能信号状态处理，预防故障的传播。
- (6) 在不同安全等级的系统之间，进行系统级的优先权处理。

4.4.2 系统设计和运行模式

4.4.2.1 结构层次

TELEPERM XS 的结构层次如图 5.4-13 所示。

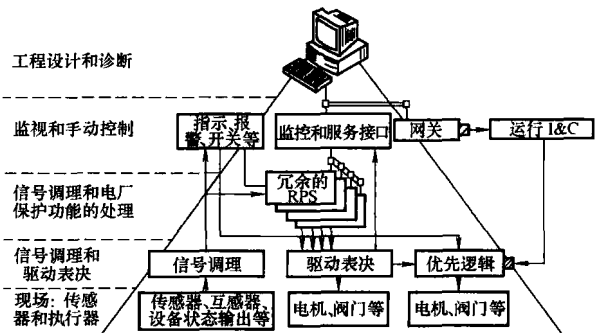


图 5.4-13 TELEPERM XS 的结构层次

4.4.2.2 计算机

典型的 TELEPERM XS 系统由若干分布式的（独立的）计算机构成，这些计算机用于处理任务，例如采集过程信号，信号预处理、过滤和加工，驱动最终控制元件，指示工艺过程的状态和故障。

这些单独的计算机通过若干串行总线通信。根据通信链路的数量、所需的处理能力，每台计算机都配置有若干 I/O 模块、通信模块和处理模块。处理模块是每台计算机的核心。

计算机的自动程序存储在闪存内，加载后循环执行。在每个循环周期内，计算机执行的内容包括：控制 I/O 模块，执行自动程序和自诊断程序，在通信模块和总线连接的协助

下进行数据交换。

4.4.2.3 I/O 模块

TELEPERM XS 的 I/O 模块可以直接采集各种标准信号。这些模块是基于微控制器的。微控制器的固件严格按照周期顺序执行。在执行过程中,既执行 I/O 功能,也对 I/O 通道和与处理模块的连接进行测试。这种程度极高的自检,使得另外的定期测试周期可以延长到几年。

在 I/O 模块内部,信号电路和系统总线接口之间通过光耦合器实现电气隔离。

4.4.2.4 通信

除了用于机柜内部通信的 TXS 背板总线外,TELEPERM XS 还具有两套串行总线系统:TXS Profibus (I.2) 和 TXS 以太网 (H1)。这两套总线系统以标准的 ISO/OSI (国际标准化组织/开放系统互联) 第二层 (数据链路层) 的协议为基础,在应用层使用了 TELEPERM XS 专用的协议。

TXS Profibus (I.2) 以 PROFIBUS 标准 DIN/EN 19245 为基础,并为 ISO/OSI 的数据链路层加入了一个主控机到主控机的现场数据链路 (FDL) 协议。TELEPERM XS Profibus 的工作带宽为 12Mbit/s,采用二线制电气连接。

TXS 以太网 (H1) 以 IEEE 802.3 规定的标准以太网为基础,在数据链路层上使用逻辑链路控制 (LLC) 协议。

用于通信功能的硬件包括通信处理器、收发器和交换机。交换机作为网络节点,以及电路和光路之间的介质转换器。

TXS Profibus 用于 TELEPERM XS 系统内部计算机之间的数据交换,而 TXS 以太网主要用于通过标准以太网接口与外部计算机之间进行连接。与 TXS 以太网连接的计算机包括网关、WinCC 操作员站、TELEPERM XS 服务单元和 TELEPERM XS 经鉴定的显示系统 (QDS)。TXS Profibus 和 TXS 以太网的典型应用见图 5.4-14。

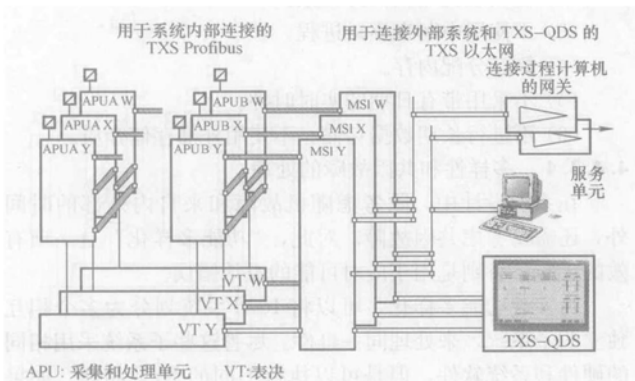


图 5.4-14 TXS Profibus 和 TXS 以太网的典型应用

注: APU、VT 是用于自动控制的计算机, MSI 是用于信号处理功能的计算机。

所有机柜之间,特别是那些独立子系统之间,采用光纤进行连接。这就实现了电流隔离、过压保护,消除了电磁干扰。

4.4.2.5 连接过程计算机的网关

TELEPERM XS 与运行 I&C 和过程计算机的连接不采用硬接线,而是采用网关。网关的硬件部分采用工业 PC。网关将 TELEPERM XS 系统提供的信号转换为所需的数据和通信格式。通常,网关采用工业以太网和 TCP/IP 协议。

4.4.2.6 与现场之间的接口

TELEPERM XS 与现场接口的一个功能是信号采集和

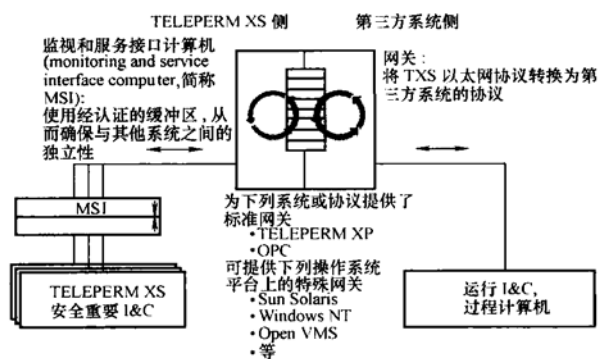


图 5.4-15 TELEPERM XS 系统和第三方系统之间通过监视和服务接口计算机 (MSI) 和一个网关进行信号传输预处理,其与第三方系统之间的关系见图 5.4-15。

TELEPERM XS 信号预处理模块采集标准的 0/4~20mA 现场信号。借助作为去耦装置的隔离放大器,或者借助网关,这些信号可以被分发到安全级别相对较低的 I&C 系统。

TELEPERM XS 与现场接口的另一个功能是驱动控制和优先级管理。

对很多开关系统来说,保护和监测功能直接集成在开关单元内。在这种情况下,TELEPERM XS 内部只需要执行部分驱动控制功能。TELEPERM XS 计算机可以直接连接开关单元,并执行所需的监测和驱动功能。

在其他情况下,需要设置单独的驱动控制接口层。当某些最终控制元件同时受运行 I&C 和安全级 I&C 控制时,必须为这些命令分配优先级并对其进行管理。TELEPERM XS 系统平台具有专门针对这个用途的驱动控制和优先级模块。

4.4.2.7 机柜

TELEPERM XS 系统通常采用的 I&C 机柜如图 5.4-16 所示。其尺寸为 2200mm×900mm×400mm,防护等级为 IP30。这些机柜具有地震阻尼作用。

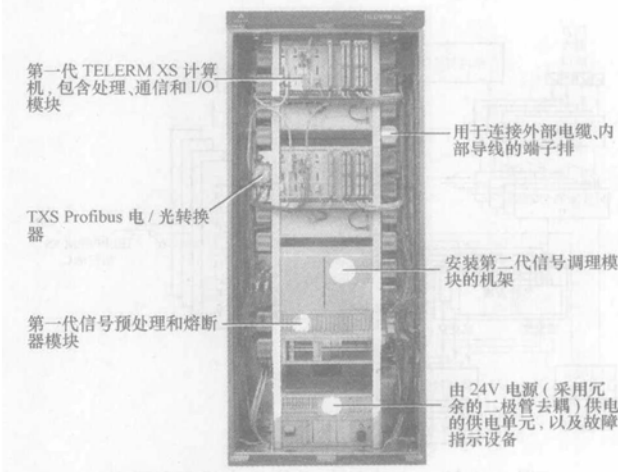


图 5.4-16 TELEPERM XS 的标准机柜

机柜内设有屏蔽总线、电缆夹、横向进线的端子和故障指示设备。机架安装在标准机柜的中间 (横向) 部分,机柜的两侧用于安装端子排和收发器。

电缆和电源通常从下部进入机柜。与现场连接的电缆必须对绞、带屏蔽。机柜内部的总线采用电气连接,外部的总线采用光纤。

使用 TELEPERM XS 的电厂既可以采用大面积接地方式,也可以采用中央接地方式。

4.4.2.8 紧凑型的操作和监视系统

一台集成在 TELEPERM XS 机柜内的计算机，可以作为就地控制站的人机接口。在这种紧凑型的系统中，由一台盘装式 PC 完成与 TELEPERM XS 计算机的网络通信，管理数据以用于记录和曲线显示，并对触摸屏进行控制。

这种系统具有监视、操作、测试和故障诊断功能。不仅能够显示过程变量，还能够通过 TELEPERM XS 实现电厂系统的手动控制。

4.4.2.9 TELEPERM XS 经鉴定的显示系统

对事故后监测系统来说，需要根据有关的核规范和标准对指示设备进行书面鉴定。TELEPERM XS 经鉴定的显示系统 (TXS-QDS) 采用经鉴定的 VDU (视频显示单元)、画面显示计算机和一个专用软件包。

采用 QDS 进行显示和操作的典型体系如图 5.4-17 所示。

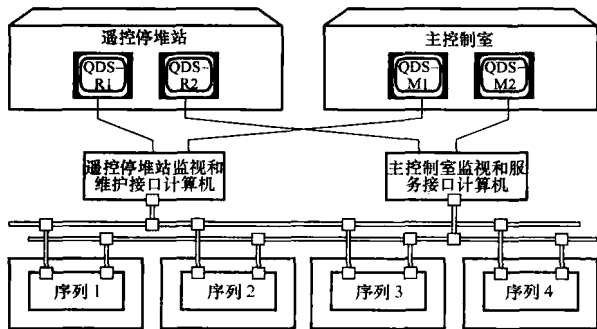


图 5.4-17 QDS 用于基于 VDU 的显示和操作

这个显示系统可以实现面向任务的画面显示，在这些画面中，针对具体应用对过程信息进行了裁减。这个系统经过了抗震鉴定，可以在事故后记录 24h。

4.4.3 安全特征和体系

4.4.3.1 体系

采用 TELEPERM XS 实现的田湾核电厂反应堆保护系统如图 5.4-18 所示。

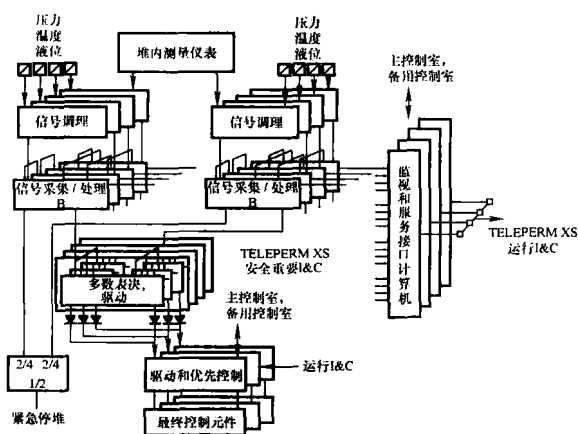


图 5.4-18 田湾核电厂的反应堆保护系统

注：图中表示了信号预处理、信号采集和处理层，以及表决计算机和驱动/优先控制层的典型划分。

TELEPERM XS 数据采集计算机读入传感器信号后，提供给所有的冗余序列，从而协助避免一个甚至多个传感器发生故障时，触发不必要的紧急停堆。

TELEPERM XS 体系和各种线路具备专门的故障特性，包括：

(1) 并行连接的处理模块之间配置为主控机—校验机结构，彼此相互监视。

(2) 表决器配置成冗余的主控机—校验机结构。

(3) 计算机成对配置成热备用状态，当其中一个发生故障时，自动切换到另一台计算机。

冗余子系统之间的独立性是通过使用光纤作为总线连接或采用软件方式实现的。子系统会检查所有传入的消息，检查的内容包括可读性、标识的有效性、数据的有效性。只有那些有效的信息才被用于后续的处理步骤。冗余信号经过多数表决逻辑（例如 2 取 4）后，成为经确认有效的信号。必要时，采用一个替代信号作为子系统的输入信号，从而确保即便发生重大故障，系统仍能作出预定的响应。

4.4.3.2 自我监控

TELEPERM XS 采用了大量的自我监测措施。

标准的监测措施包括：

(1) 对程序存储器进行定期测试。

(2) 对通信进行持续监测。

(3) 采用软件和硬件看门狗，对程序循环时间进行监测。

(4) 对看门狗进行定期测试。

(5) 对数据模块的输入进行自我测试。

(6) 对输出模块的输出进行自动回读。

如果检测到故障，输出模块将进入安全状态。

专门设置的监测功能有（举例）：

(1) 对冗余传感器的同步性进行监测。

(2) 对量程进行监测。

(3) 对继电器触点的状态进行回读和比较。

(4) 对运行时间进行监测。

4.4.3.3 系统行为的确定性

为了实现硬件部件的高可靠性，在软件设计中，采取了措施，确保系统具有确定的行为。这些措施包括：

(1) 应用软件严格按照周期顺序执行。

(2) 总线系统的负荷为常数。

(3) 不使用中断来驱动进程。

(4) 静态分配内存。

(5) 不采用带有日期的实时时钟。

(6) 不进行长期数据存储、不使用外部存储介质。

4.4.3.4 多样性和共因故障的处理

在系统设计中，除考虑随机故障和来自内外部的时间外，还需要考虑共因故障。对此，“功能多样化”是一项有效的措施，特别是用于应对可能的的设计错误。

为实现功能多样化，可以将 I&C 系统划分为多个相互独立的子系统，来处理同一事件。尽管这些子系统采用相同的硬件和系统软件，但是可以执行不同的 I&C 功能。如果假定同一隐藏的故障不会同时在两个不同的功能内部产生作用，那么就不会导致两个功能同时失效。

根据电厂设计，硬件多样化可以作为应付共因故障的一个补充手段。例如，可以采用 TELEPERM XP 作为应对 ATWS（未能紧急停堆的预期瞬态）系统的平台，从而实现设备多样化。

4.4.3.5 系统安全

对电厂的安全来说，“防止未被授权的访问”也是十分重要的。最重要的保护措施包括：

(1) 将工程设计计算机和服务单元安装在有保卫的区域，从而防止未被授权的访问。

(2) 通过行政管理和技术手段对访问进行控制。

(3) 软件的加载和参数的修改必须根据明确制定的规程进行。

(4) 在同一时刻, 只允许对一个序列进行修改。

作为一个数据处理屏障, 安全级 I&C 的监视和服务接口计算机 (MSI), 可以针对通过外部通信链路或网关的未经授权访问进行保护。

针对未经授权的访问, 一种典型的屏障层次如图 5.4-19 所示。

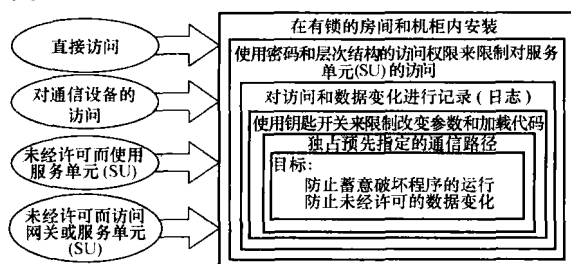


图 5.4-19 用于阻止未经授权访问的层次化屏障

4.4.4 鉴定

4.4.4.1 概述

TELEPERM XS 系统平台是专门为核电厂的安全级 I&C 开发的, 一般性的鉴定工作是在开发过程中进行的, 并从开发工作一开始就进行独立评估。

TELEPERM XS 的开发和工程设计过程满足有关的全部国际核规范和标准的要求, 并在开发的同时进行了认证。其中包括针对其设计原则、对 TELEPERM XS 平台在核电厂安全级 I&C 系统中的适用性的认定。

TELEPERM XS 的鉴定也遵循了硬件和软件所适用的国际测试标准。并且, 通过一个独立于具体电厂的集成测试, 验证了系统平台最重要的功能特性。

系统平台的部件和功能的全面鉴定, 以及良好的运行经验, 降低了具体应用过程中执照申请过程的成本和风险。

4.4.4.2 硬件的鉴定

TELEPERM XS 的硬件部件被设计为在有空调的电气设备间内安装和运行。对硬件的鉴定采用了覆盖方法, 考虑了国际标准 (IEC)、指定的国家标准 (KTA、IEEE) 以及若干 I&C 招标规格书要求的各种环境条件。

鉴定由理论和实践两个部分构成。对 TELEPERM XS 来说, 部件的分析和所有的实际测试工作都是由有关技术监察机构的专家完成或监督完成的。由这些机构签署的各种测试报告, 可以在申请执照过程中作为参考。

硬件鉴定的内容如表 5.4-2 所示。

表 5.4-2 TELEPERM XS 的硬件鉴定方案

项 目	内 容
理论评估	1) 与测试程序的一致性 2) 关键负荷分析 3) 故障率计算
外观检查	1) 制造质量: 爬电距离和间隙 2) 保护和绝缘等级
功能测试	在额定工况和边际工况下, 运行状况是否与数据表一致
电气测试	1) 额定耗电量、最大耗电量和最小耗电量 2) 供电扰动 3) 发热, 带电插拔
耐气候测试	1) 冷、干热和湿热 2) 温度变化 3) 长期运行测试 (1000h)
机械测试	1) 交变应力 (地震、振动) 2) 传导力 3) 冲击应力
电磁兼容性	1) 干扰发射: 传导, 场 2) 抗干扰: 突变, 浪涌, 场, 放电

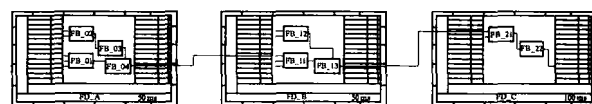
4.4.4.3 软件的鉴定

对安全级 I&C 软件最重要的要求规定在 IEC 60880 中, 这是上述 TELEPERM XS 安全特征的基础。

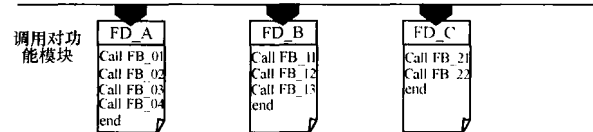
IEC 60880 要求采用一个结构化的开发过程, 要彻底记录所有的设计和开发步骤, 并根据阶段模型对开发成果进行验证和确认。TELEPERM XS 安全相关软件部件的开发完全遵守了这个要求。

TELEPERM XS 安全级 I&C 系统重复使用经过测试和鉴定的同一软件部件。全部应用功能都是以预开发的模块为基础的, 通过一个自动的代码生成器将这些模块简单地连接起来, 见图 5.4-20。代码生成器采用功能图和硬件图上的工程设计数据 (存储在项目数据库中) 作为输入。

第一步: 设计功能框图



第二步: 将每张功能框图转换为代码



第三步: 为每台计算机生成调用功能图的代码

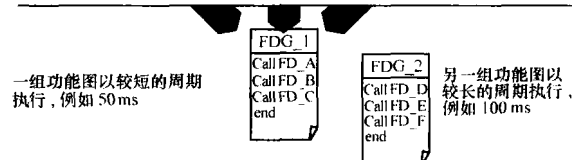


图 5.4-20 功能图转换为简单的功能块调用结构

这样, 既不需要也不允许手动编写代码, 确保了总是生成结构简单的代码, 并满足最高的测试要求。同时, 这个方法也确保所实现的功能以图形的形式完整地记录下来。

这些可重用的软件部件 (包括功能块和系统软件部件), 已经根据德国有关标准进行了通用性的、与具体电厂无关的鉴定。

与硬件的鉴定类似, 软件的鉴定也由调查分析和实践性的试验组成。由有关机构进行的理论试验证明:

(1) 从需求规格书到设计和实现文档, 开发文档具有一致性。

(2) 完成了所有需要的测试, 并进行了适当的记录。

(3) 软件遵循了所需的设计原则。

并且, 针对代表性的应用, 借助工具对生成的代码进行了分析, 检查这些代码是否符合指定的规格。

4.4.4.4 与电厂无关的集成和系统测试

初步鉴定是通过一个与具体电厂无关的、集成的系统测试完成的。作为部件鉴定的补充, 系统集成测试以一个具有代表性的硬件体系为基础, 验证那些最重要的系统特征, 包括:

- (1) 通过软件严格地周期处理实现的确定的系统行为。
- (2) 冗余系统之间不可逆的数据传输。
- (3) 内部故障传播屏障的有效性。
- (4) 整个 I&C 系统对处理器和总线的单一故障的容错。
- (5) 自我监测功能的有效性。
- (6) 工程设计工具的适用性。

4.4.4.5 分成两个阶段的执照申请过程

TELEPERM XS I&C 系统的鉴定和许可过程包括了两

个阶段（见图 5.4-21）：

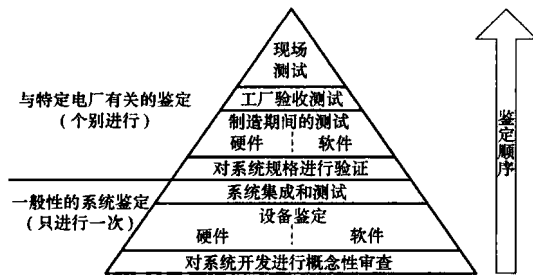


图 5.4-21 两个阶段的鉴定过程

- (1) 系统平台（部件和系统功能）的通用鉴定。
- (2) 具体应用的体系设计和实际 I&C 系统的实现。

采用这种方式的主要优点是，系统平台的硬件和软件部件对于安全相关任务的适用性以及平台集成的基本方面，在通过了通用性的验证后，可以作为 TELEPERM XS 的一个特征用于所有的项目。

这种方式显著降低了执照申请的风险。由于在具体应用的执照申请过程中，可以直接引用这些通用性的鉴定文档，于是可以将精力集中在 I&C 系统的设计和实现上。

4.4.5 运行

4.4.5.1 维护

TELEPERM XS 系统几乎不需要维护。与以前的硬接线系统相比，大幅度降低了服务工作。

TELEPERM XS 系统只需要少量的预防性维护工作，例如，电解电容需要在运行 10 年进行首次检视。这些简单的工作只需要很少的时间，并且可以在不中断电厂运行的情况下完成。

4.4.5.2 定期测试

TELEPERM XS 系统减少了定期测试工作：

(1) 大部分 I&C 功能是以软件的形式实现的，这些软件已经通过了有效性测试，并且不会老化或变化。因此，不需要对软件进行功能性测试，而只需要以计算校验和的方式进行一致性和完整性测试。

(2) 通信设备、I/O 模块、处理器硬件是连续运行的，并借助全面的自我监测功能进行检查，不需要另外的测试。

(3) TELEPERM XS 计算机的自我监测功能覆盖了 100% 的测试要求。到目前为止，尚未发现一个硬件故障。

(4) 未进行自我监测的功能，例如 I/O 模块的输入电路，或者去耦二极管，会在传感器和最终控制元件的定期测试中进行重叠式测试。测试的频率取决于现场器件的可靠性。

由于系统部件具有极高的可靠性，并全面采用了自我监测机制，在某些情况下，可以将定期测试的时间间隔延长到若干年。

4.4.5.3 故障排除

TELEPERM XS 系统具有对硬件部件进行监督的机制，当出现故障时，将通过过程计算机或者硬接线式的警示系统自动发出通知，接下来的初步检修工作可在 TELEPERM XS 服务单元的协助下进行。TELEPERM XS 服务单元指示了故障硬件部件的位置，而 I&C 机柜的机柜故障指示灯和故障报警可以就地引导服务人员找到需要更换的缺陷部件。

4.4.5.4 服务单元

服务单元是 TELEPERM XS 系统运行期间使用的通用工具。它的功能包括：

- (1) 诊断故障。当发生故障时，可以在服务单元的协助

下快速定位受影响的区域。当发生故障时，服务单元将调用在功能图中设定的监测机制和 TELEPERM XS 系统软件的诊断信息，并显示给维护人员。

(2) 调节参数。在电厂运行时需要改变的各种设定，例如校准因子、控制器设定，都是以可变参数的形式在功能图中定义的，通过服务单元可以读出、改变和检查这些参数。

(3) 定期测试。服务单元可以用于启动测试步骤，并显示测试结果。另外，可以在测试设备中集成一台测试计算机来注入测试信号。

(4) 加载软件。当优化运行或电厂的过程设计变化时，除了调节参数外，可能还需要修改软件。这时，可以使用工程设计工具和仿真工具。这些工具以及项目数据库安装在一台工程设计计算机上，可对应用软件进行修改和测试。修改完成后，可以使用服务单元将新的软件上载到在线的系统。

服务单元集成在 TELEPERM XS 系统体系中，通过 TELEPERM XS 以太网与自动控制计算机连接。服务单元在网络结构图中定义，代码生成器自动生成集成所需的全部数据和通信结构。服务单元能够访问项目数据库，始终保持 I&C 系统的一个完整的、正确的副本。

4.4.5.5 服务单元的用户接口

服务单元的用户接口包括：

(1) 动态功能图的显示。能够在线显示 TELEPERM XS 计算机内部实现的全部功能和信号。

(2) 字符型服务监视器。具有命令行界面，通过输入适当的命令，可以访问处理模块，读取故障日志。可以通过编写脚本来自动执行复杂的或重复的功能。

(3) 图形化服务监视器。提供了一个窗口式的脚本浏览器，并通过图形以易于理解的方式表示出了各个处理模块的状态（故障、运行模式）。如果一个部件发生了故障，或者由于维护而不能正常使用，将会即时在这个监视器上显示出来。由于采用了菜单和对话框，使用者无需具备编程知识就可能进行系统监控和测试。但是，并非所有的工作都能单纯依赖标准对话框有效地完成。可以根据需要，另外定制输入对话框和显示画面，以便简化测试、在线参数调节和诊断。

4.4.5.6 诊断接口

动态功能图显示的范围只包括计算机内实现的功能直到 I/O 模块的连接。TELEPERM XS 设有一个专用的诊断接口，可以用于对外围模块进行测试。借助这个接口，与功能测试和故障诊断有关的所有（模块的）输入和输出信号都可以在一台 PC 或便携式电脑上显示。诊断接口也可以用于设定硬件内部的参数。

借助扩展设备，诊断接口可以向被测系统和设备注入模拟和二进制测试信号。因此，可以设计针对具体应用的诊断和测试接口，用于对所有的外围模块进行诊断和测试。

诊断接口的人机界面是用图形化编程语言开发的，可以根据具体应用进行调整。

在电厂运行时，服务单元和诊断接口为电厂人员提供了良好的支持，取代了传统 I&C 机柜上的电位计和电压表。

4.5 TELEPERM XP 平台

4.5.1 概述

TELEPERM XP 是用于现代发电厂的程控系统，其结构如图 5.4-22 所示。

TELEPERM XP 采用层次结构。通过使用智能现场设备，将现场层集成在 I&C 系统中。通过采用开放式的接口和 Web 技术，使 TELEPERM XP 能够作为电厂 IT（信息

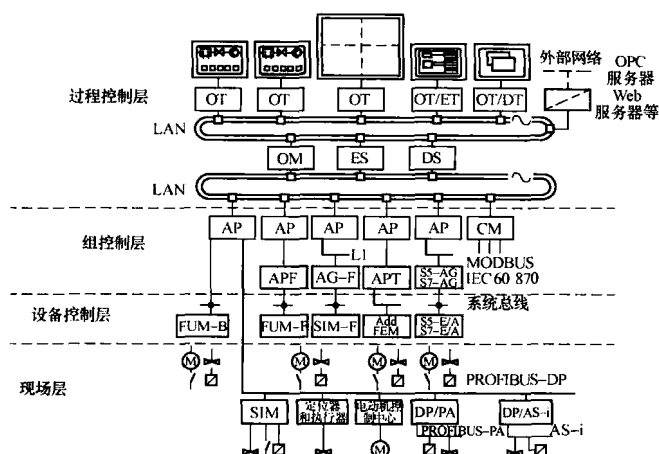


图 5.4-22 TELEPERM XP 的结构层次

技术) 解决方案的一部分。

TELEPERM XP 符合多种硬件和软件标准, 从而能够利用最新的微电子技术, 并能与其他自动化系统平台或设备相连。

由于采用层次结构, 每层中只有必要的信息才传送给上一层。在运行和监控层, 可以组织和显示过程信息。良好的信息组织, 减轻了操作员的压力, 使其能专注于自己的工作。

4.5.2 系统组成

当用于核电厂时, TELEPERM XP 系统包括下列子系统 (见图 5.4-23):

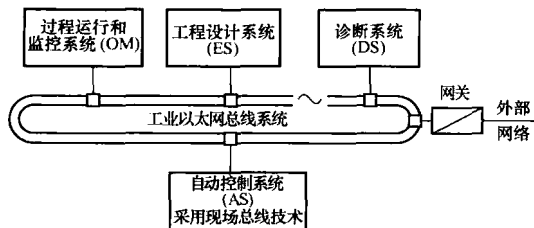


图 5.4-23 TELEPERM XP 的子系统

- (1) 自动控制系统。
- (2) 过程操作和监视系统。
- (3) 工程设计系统。
- (4) 诊断系统。
- (5) 通信和总线系统。

4.5.3 自动控制系统

自动控制系统用于完成基本的自动控制工作。它从现场层获取测量值和设备状态, 完成开环和闭环控制计算, 并将控制命令发送回现场层。

除此之外, 自动控制系统还是 TELEPERM XP 其他子系统与工艺工程的接口: 它来自过程操作和监视系统的命令传送给现场层, 同时从现场层读取过程操作和监视系统所需的信息并传送给操作和监控层。

TELEPERM XP 的自动控制系统有三个版本, 分别用于一般性的自动控制、安全相关系统的自动控制、汽轮机的自动控制。

4.5.4 工程设计系统

工程设计系统用于对各个主要的子系统进行配置。它可以配置电厂具体自动控制功能、过程控制和过程信息软件的功能, 配置子系统之间的通信, 也可以配置 I&C 系统的硬件。

工程设计系统使用面向功能和位置的文档生成软件。

借助另外一个软件, 可以实时监视与工艺过程有关的自动控制功能。

4.5.5 诊断系统

诊断系统提供了信息和诊断功能, 能够协助 I&C 工程师对系统的详细状态进行评估, 并对系统进行分析。它在指示 I&C 系统故障的同时, 还提供发生故障的设备的信息, 从而使工程师能快速转向设备的显示画面。

4.5.6 Web 访问

TELEPERM XP 中集成了 Web 技术, 可以通过企业内部网甚至互联网访问 TELEPERM XP 系统内的各种部件。只需要一个标准的浏览器, 就可以各个部件的主要功能和接口可以显示在屏幕上; 既可以使用标准的基于窗口界面的 PC, 也可以使用掌上电脑等其他具备 Web 功能的设备。系统配置灵活, 能够满足苛刻的要求。为了针对访问进行保护, 可以采用一系列的可编程的安全级别。

4.5.7 通信

TELEPERM XP 系统的自动控制系统、通信模块、操作和监视系统、工程设计系统和诊断系统之间, 通过电厂总线进行通信。其中, 操作和监视系统、诊断系统、工程设计系统的服务器之间互相通信, 而与之相连的终端 (操作员终端、工程设计终端和诊断终端) 之间通过终端总线通信。从物理角度来说, 电厂总线和终端总线是相同的, 采用了一种快速的、强大的符合国际标准的工业以太网。

TELEPERM XP 具备与各种外部网络进行通信的措施, 其中包括符合国际标准的开放接口。通过通信模块, 可以与外部自动化和过程控制系统连接。通过标准化的、与制造商无关的、开放的 OPC 接口, 可以与 Windows 应用程序交换数据。

4.5.8 过程操作和监视系统

4.5.8.1 概述

过程操作和监视系统根据核电厂的运行要求设计, 用于执行过程运行和监视任务。

除此之外, 可以用于电厂仿真系统, 以满足对运行人员的指导和培训有关的要求。在这种情况下, 由一个过程仿真器为过程操作和监视系统提供过程数据。由于培训和实际运行可以采用同一系统, 仿真时无需改变工程设计数据, 也不需要实际系统的功能进行模拟。

过程操作和监视系统采用统一的用户界面, 这些界面基于一些标准软件, 例如 X/Windows®、OSF-Motif™ 和 LabVIEW®。

过程操作和监视系统的总体结构如图 5.4-24 所示。

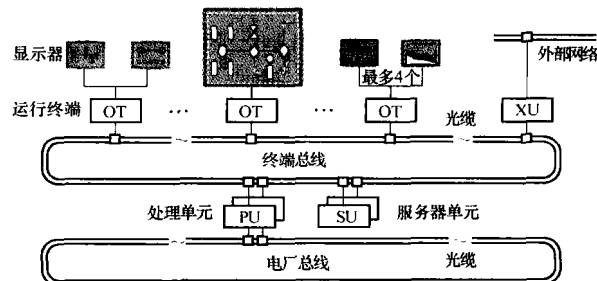


图 5.4-24 OM690 过程运行和监控系统

为满足对 I&C 系统静态和动态特性 (设计数据、处理速度、控制室设计) 的要求, 过程操作和监视系统的功能分布在处理单元、服务器单元、操作终端上。由于在处理单元和操作终端之间实现了功能分离, 并能够对工作站进行配置, 可以对控制室进行灵活设计。通过适当的配置, 可以在

每台监视器上显示整个系统的全部画面并进行操作,并指定对功能的访问权限和运行权限。

TELEPERM XP 的操作和监视系统具有如下突出特点:

- (1) 便于操作、监视和仿真的、友好的人机界面。
- (2) 全厂范围、针对用户进行优化的运行思想。
- (3) 从系统、过程和 I&C 的角度展示数据。
- (4) 通过工程设计系统进行集中化的配置和设计。
- (5) 具备连续的、几乎无限的过程事件存档能力。
- (6) 快速检索存档数据,甚至是很早之前的数据 (>1 年)。
- (7) 具备安全参数显示功能。
- (8) 具备与外部系统连接能力。
- (9) 能够与其他指定的计算机系统集成。
- (10) 可与已有的 I/O 设备进行数据交换。
- (11) 软硬件可以灵活配置,并且可以改变规模,因此可以用于现有电厂的改造。
- (12) 根据运行的需要,部件可以冗余配置。
- (13) 处理单元和 I/O 端子分离。
- (14) 以国际标准为基础,例如 UNIX®、X/Windows®、OSF-Motif™、LabVIEW® 以及 ISO-OSI。

操作和监视系统可以通过网络与其他计算机系统连接(如图 5.4-25 所示),可连接的计算机系统包括:

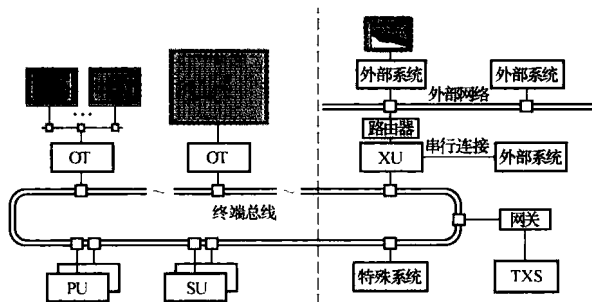


图 5.4-25 TELEPERM XP 过程操作和监视系统与外部系统的连接

- (1) 核物理计算系统。
- (2) 环境辐射信息系统。
- (3) 包含逻辑运算的动态功能图系统。
- (4) 高速数据采集。
- (5) 过程诊断系统。
- (6) 用于办公室环境的过程信息系统。
- (7) 移动式数据采集系统。
- (8) 在线式电厂运行手册。
- (9) 通过具备网关功能的外部单元 (External Unit, 简称 EU) 将外部系统连接到终端总线。
- (10) TELEPERM XS 安全级 I&C 系统。

4.5.8.2 功能

过程操作和过程监视有关的各种功能可以在过程操作和监视系统一起配置和设计。当作为仿真机使用时,已经配置和设计的功能可以直接转移,无需更改。

过程操作和监视系统包含下列功能包。

(1) 过程运行:用于基于屏幕的过程运行功能,执行的任务包括过程控制、工程监视和监督、故障分析。

(2) 过程信息:用于过程事件的记录和评估,执行的任务包括长期存档、事件回顾存档、运行统计、运行计时和事件计数、提供灵活的评估介质、记事本功能。

(3) 特性计算:用于核物理计算、过程计算等。

(4) 信号激励:用于仿真。

这些功能包的执行是由过程操作和监视系统的基础软件支持的,基础软件安装在过程操作和监视系统内的每台处理单元、服务器单元和操作终端上。

4.5.8.3 结构和运行模式

过程操作和监视系统的处理单元、服务器单元和操作终端都是高性能的 UNIX 工作站。

每台操作终端可以通过 X 终端连接 4 台彩色监视器。操作员可以使用 1 只鼠标或跟踪球进行操作。打印机和硬复制设备可以直接连接在终端总线上。

处理单元执行下列任务:

- (1) 维持当前值和电厂区域状态的一个完整镜像。
- (2) 以短期存档方式存储所有已采集的数据的变化(事件)。
- (3) 组合二进制状态信息,推导出高级别的状态变化(例如分组报警、事件回顾记录)。
- (4) 执行过程信息显示功能。
- (5) 执行计算功能。
- (6) 向操作终端提供动态信息。

采用相同的软件和硬件配置的两台处理单元可以配置成冗余的。为了进一步提高可用性,还可以采用冗余的供电,采用 RAID (廉价磁盘组成的冗余阵列) 硬盘系统,或采用集群配置。

服务器单元执行下列任务:

- (1) 日志功能。
- (2) 使用外部数据存储系统(采用 CD 或 DVD 作为存储介质)进行长期存档。
- (3) 对存档数据进行评估。

采用相同的软件和硬件配置的两台 SU 可以配置成冗余的。

借助一个光盘机和大容量、高可用性的存储系统,可以快速评估长期存档数据(从几个月到几年),自动将数据存档到多个硬盘上,并可以对数据同时进行存档和分析。

操作终端执行下列任务:

- (1) 实现人机界面。
- (2) 在本地计算机存储系统存储显示画面。
- (3) 对一个专用的短期数据档案进行管理。

通过终端总线,操作终端可以访问长期数据档案,从而完成全厂所有的运行和监视功能。如果电厂中安装了多个操作终端,它们将并列工作、互为冗余。每台操作终端都可以接管另一台操作终端的工作。

对于低成本、小规模、低性能的应用,可以将处理单元、服务器单元、操作终端的功能组合在一个所谓的紧凑型单元中。

第5章 先进控制室系统

1 概述

核电厂的主控制室是核电厂的信息和控制中心,对保证核电厂安全、经济运行起着至关重要的作用。主控制室的主要任务是向操纵员提供有效、可靠的监测和控制核电厂必需的支持设施,确定电厂正常和应急运行期间电厂的状态并对电厂状态实施预期的改变。随着新技术的开发及在核电厂的应用,新一代的先进控制室系统逐步得到发展和完善。

1.1 传统控制室系统的概况

早期核电厂的仪表和控制系统及主控制室采用的是常规的单元组合仪表和架装仪表。核电厂的运行所需的指示表、控制器均由模拟仪表组成,因此主控制室的控制盘、台上设置了大量的指示表、调节器、控制开关、指示灯、报警窗和记录仪等,控制室规模庞大,盘台布置复杂。在发生运行瞬态和事故工况时,操纵员面对大量的信息,操作烦琐,工作负担重,直接影响操纵员作出正确的判断,大大增加了误操作的可能性。之后,随着计算机技术的发展,计算机技术逐渐应用到核电厂中,为操纵员提供辅助信息,但计算机的使用仅限于工艺系统参数、设备状态等的显示记录和存储等功能,控制室的规模并未显著缩小,操纵员仍然面对大量的控制器、指示仪等。

随着以计算机技术为基础的分布式控制系统(DCS)的快速发展及在工业领域的广泛应用,核电厂的仪控系统的主控制室采用了以模拟仪表和DCS相结合的设计。对安全级(1E级)仪控系统和设备,主控制室的人机接口采用常规的指示表和控制开关;对非安全级设备的数据采集、处理和控制采用了DCS系统,显示以屏幕显示(VDU)为主,辅以少量的常规的指示表与控制器。主控制室的设计考虑了人因工程(HFE),仪表的数量和控制盘、台的规模有所减少,VDU和DCS系统的使用增强了控制室的信息显示和处理能力,电厂的自动化水平有了提高。人机界面的改善,一定程度上减轻了操纵员的工作负担,提高了核电厂的安全性和可运行性。

总体来说,常规的模拟仪表相对来说自动化程度不高,系统在线测试性差,故障诊断和定位困难,仪控设备精度低、漂移大。人机接口设计不能很好地体现人因工程原则,电厂信息不能进行复杂的处理,显示的组合方式单一,显示和控制设备的布置不易改变,控制盘、台占用的空间很大。计算机系统的应用大部分仅限于显示、控制和记录等,人机界面不够友好,电厂的运行也缺少必要的电厂诊断系统和操纵员支持系统。主控制室的设计没有全面贯彻人因工程的原则,人机接口和人机界面尚无根本性的变化。常规的仪控系统和主控制室,较难满足核电厂对进一步提高仪控系统和主控制室的安全性、可用性和可靠性等的要求。

1.2 先进控制室系统的基本特征

经过近二十年的发展,数字化仪表和控制系统技术已经成熟并取得了核电厂工程应用经验。国外已在电厂的改进和

新建核电厂中局部或全部采用了数字化仪控系统。采用全数字化仪表和控制系统和先进主控制室已经成为新建核电厂的首选,是核电厂先进性和可靠性的标志之一。人因工程在设计中的应用提升到了前所未有的高度,从系统角度分析、评估、设计主控制室,改善了人机接口(HSI),合理分配运行任务。

为了开发新一代先进控制室系统,确定先进控制室系统区别于以往控制室的特性,国际和国内制订了一系列相关的法规、标准、导则,而美国的先进轻水反应堆业主要求文件(URD)与欧洲核电业主要求文件(EUR)从业主的角度对核电站的设计提出了新的要求。

先进控制室不仅仅是将模拟仪表和控制器升级为全数字化系统,另一个重要因素是主控制室设计全面贯彻了人因工程原则,使人机接口更友善,同时提供了诸如先进智能报警系统、计算机化规程系统等操纵员支持系统,大大减轻了操纵员的工作负荷;并且全数字化系统的采用也使得控制室简洁、紧凑,操纵员只需面对基于屏幕的信息显示和控制操作。

先进主控制室系统具备以下主要特征:

(1) 仪表和控制系统采用分布式控制系统。应用一体化的设计方法,核岛和常规岛建立统一的DCS系统平台,提供一致和有效的接口,提高了电厂的安全性、可用性、可维护性和可操作性,增加了设计的灵活性。

(2) 采用紧凑型主控制室。应用了一体化的、冗余的、对所有工况和操作提供具有一致接口的工作站。采用多功能显示和控制装置,操作冗余的安全序列和操纵安全和非安全两种设备。主控制室以指定数目的操纵员(二至三名)进行所有模式的操作为设计基础,设计上做到在正常功率运行中单个操纵员即能控制核电厂。

(3) 人机接口发生了根本性的变化。应用了计算机化的人机接口,如显示系统(包括大屏幕信息系统等)、计算机化规程系统、基于计算机的显示控制(软操)、基于计算机的先进报警系统等,改进了电厂的运行,降低操纵员的负担,减少了可能的人因错误。

(4) 贯彻人因工程原则。主控制室人因工程原则贯穿了主控制室设计的全过程。全面、系统地贯彻人因工程原则是保证核电厂安全、有效运行的重要原则之一。

上海核工程研究设计院在先进控制室系统的研发上取得了长足的进步,自主开发了先进控制室的仿真样机,见图5.5-1。

先进控制室的样机由三部分组成,分别是核电厂仿真模型、控制台、大屏幕显示系统。其中核电厂仿真模型用于模拟真实核电厂的运行情况,图5.5-1中所示的六台VDU组成了控制室的控制台,其中四台用于控制电厂运行,另两台用于报警和重要参数的监视。大屏幕显示系统采用了投影仪进行投射,模拟的大屏幕为100英寸。

利用这一先进控制室的仿真样机,可以验证采用数字化仪控系统后人机界面的设计、先进报警系统的设计、大屏幕显示系统的设计、计算机化规程系统的设计以及验证人因工

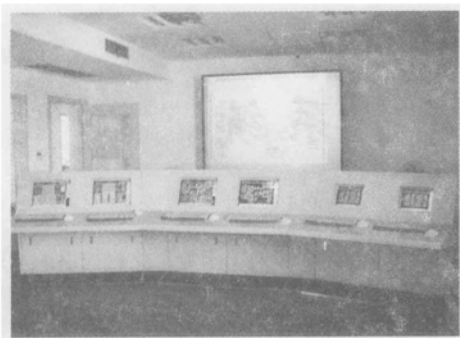


图 5-5-1 上海核工程研究设计院先进控制室样机

程原则的实施。通过这一先进控制室系统的研制,为将来开发全数字化仪控系统的工程样机积累了大量宝贵的经验。

1.3 基本构成

采用了全数字化的先进控制室系统,控制室布置紧凑简明,通常控制室内设有基于计算机的操纵员工作站、大屏幕信息显示系统以及后备盘(设置安全所必须的常规控制器、指示器)等。先进控制室系统具有以下优点:

- (1) 微处理器驱动的显示和报警系统,向操纵员提供综合的易于理解的电厂运行信息。
- (2) 基于先进显示技术的紧凑型工作站使控制和显示满足运行要求。
- (3) 显示器和控制器的布置采用经过验证的人因工程原则,可减少操纵员人为错误。
- (4) 具有空间感的连续显示电厂总貌的大屏幕显示系统。
- (5) 能对操纵员提供技术支持的应急操纵员支持系统。
- (6) 采用安全级驱动、显示的专用控制设备,极大地减少了后备盘的尺寸。

紧凑型的先进控制室系统能够满足整个电厂所有运行模式,电厂能以任何设计的运行模式运行,包括启动和预运行试验。控制室系统能够向值班主任和其他运行人员提供便利而直接的视觉上和语言上的交流,并且设置了值班主任控制台来支持系统管理。操纵员工作站和值班主任台,大屏幕信息系统,辅助控制室和技术支援中心的设计都满足 90% 使用人员的人体尺寸要求,并且只使用已经验证的技术。控制室内操纵员工作站和大屏幕上的报警、显示和控制设备的布置有利于控制室操纵员和值班主任的操作和观察,设计的报警系统可显示电厂状态的高层次概况,当电厂状态恶化时提醒操纵员。

先进控制室系统的设计应有益于通过协调信息提高操纵员的工作质量、有效的系统管理和操纵员监督、布置和运行有最大的灵活性,满足各种用户需求。

先进主控制室系统的先进性主要体现在其显示系统、先进报警系统、计算机化的操作规程的支持、人因工程原则的实施方面。下几节对这些方面内容进行重点论述,而后分别介绍两个典型——AP1000 与 EPR 的控制室系统。

2 显示系统

2.1 主要功能

屏幕显示系统是先进控制室的主要特征,基于计算机与知识的显示系统为操纵员提供监视电厂运行,作出控制决策、诊断、控制电厂设备等所需的信息。显示系统由操作站

上的平板显示和大屏幕信息系统组成。

反应堆操纵员控制台的操作站上的平板显示器可以显示所有所需的信息,并且还可执行电厂的控制操作。大屏幕信息系统提供电厂总貌、重要系统、电厂状态等的显示。

2.2 显示内容

基于计算机的屏幕显示的内容包括:

(1) 工艺流程显示。分为顶层显示、系统级显示及设备级显示,对于复杂的设备还可设置第四层显示画面,以了解设备更详细的信息。

工艺流程显示是基于工艺流程和仪表图、系统结构、流体流向、动态(泵、阀)和静态(水箱)设备、模拟和数字仪表以及相关过程报警等开发的。工艺流程显示画面上设有链接,可调出相关信息或打开另一幅显示画面。但对于显示大量的数据或数据之间需要进行比较时,则不能采用工艺流程显示,而需采用列表显示格式。

(2) 功能显示。用于电厂特殊功能的监视和控制,如汽轮机启动,在汽轮机启动过程中多重控制和指示进行组合,然后以简明的方式显示。

(3) 列表显示。用于显示大量的数据信息或将相关的数据进行比较(如将保护系统各个通道的数据进行比较),并且这些数据可直接定位到工艺流程图上的对应位置。

(4) 软控制器显示。包括电厂系统设备控制的软控制器和相应的反馈信息。软控制器显示可在流程显示画面上的系统或设备上以弹出窗口的方式调用。

(5) 趋势显示。提供电厂参数的趋势指示,在一个显示画面上可同时显示多个参数的趋势,且这些同时显示的参数可组合成一个趋势显示包,直接调用这个趋势显示包可直接显示这些打包的参数。

(6) 仪控系统状态显示。为操纵员和维修人员提供仪控系统及其网络设备状态,信息详细程度可到提供机柜内卡件的状态信息。

(7) 事故后监测显示。在安全盘上进行显示。显示内容包括要求的信息、报警等。安全级的报警同样在安全盘上进行显示。

(8) 导航显示。提供通过菜单快速调用工艺流程画面、功能显示、趋势或日志等。

2.3 显示格式

显示系统的显示格式包括:

(1) 文本显示。由文字数字组成,如句子和段落。典型的例子有对电厂系统的描述和计算机化规程操作的指导性说明。

(2) 棒状图。在一个图表中采用水平或垂直或平行的棒状的线条来表示数值。

(3) 饼图。一个圆形的被分成几块的图表,是显示不同部分占总比例的大小。

(4) 模拟图和图表。模拟图是一种图形和文字数字结合起来的显示方式,通常用于将系统各个部分整合到功能性指示图表中来反应系统各部分之间的关系。例如,模拟显示可以简略地表示系统。图表是一种特殊形式的图形,只有在必要时才详细显示。

(5) 示意图。是一种表示某一区域或空间的图形,如房间或设施的布置图。

2.4 显示元素

所有的显示图都是由一些显示元素构成的,基于计算机

系统的一般显示元素包括:

(1) 文字、数字。由字母、数字和其他一些常用的符号如标点符号组成。

(2) 简写和首字母的缩写。简写是单词或短语的简化的表示形式。首字母的缩写是将单词或短语的首字母或重要部分提取拼凑而成。

(3) 图标和符号。图标是一种用图示的、非文字语言表达物件或行为的标记。符号是一种表示关系、联系或协议的东西。符号在信息显示中一般以文字数字形式或其他形式出现。

(4) 数字数据。以数字的形式表示(与文本相对应)。例如电厂的变量数值或控制定值的显示。

(5) 刻度、坐标轴和网格。用于表示图形的数据。坐标用于显示图形所处的坐标范围(例如,水平和垂直的坐标分别用X、Y来表示)。刻度是用来对坐标轴进行标定的。网格是一种用水平和垂直的线条分割成为一种网状的结构,是用来对每个点进行定位的。

(6) 边、线和箭头。用图形表示信息最基本的元素。线条是将各个目标连接起来或是用来划分各个目标的。边是一种边界分割的线,它将目标或几个目标框起来。箭头是在线上用来指示方向的。

(7) 色彩。物体或光源的一个属性,色彩用术语色度、亮度和饱和度来描述。色彩是一种很重要信息显示的方法。

(8) 尺寸和形状。两种图形信息显示的标准方式。尺寸标准允许物件依照相关尺寸进行比较和对比。形状标准允许物件基于一些相似的特征(如大小、色彩、位置和方向等)上进行比较和对比。

(9) 亮度和闪烁。通过加亮使目标物件比其他物件更亮,从而使目标物件明显突出。闪烁是通过不停地改变物件或物件背景的亮度来达到使物件明显突出的效果。

2.5 显示系统的设备

显示设备是将信息表示给运行人员的媒介。先进控制室系统的绝大多数显示设备都是基于计算机的,但仍存在极少数的常规显示设备。以下是常用的一些显示设备:

(1) 屏幕显示单元(VDU)。一种用于可视信息(包括文本和图形)显示的设备,包括CRTs和平板显示器。

(2) 大屏幕显示。大屏幕显示设备的名称来自其大尺寸屏幕,它能同步地显示从操作站上的显示画面。

2.6 显示画面层次结构

核电厂的运行控制比较复杂,由许多显示画面构成。操纵员需要通过这些显示画面来执行它们的功能和任务。当需显示的画面过多时,确定信息的来源就变得很困难。因此,清晰的显示画面层次结构对于操纵员的操作是十分重要的。

最常用的显示画面层次结构包括分级、关联和排序。

在分级结构中,信息结构是以一种树状的形式表示的,在树状的结构中最底层的分支是最基本的显示画面,其上是整合程度不断提高的综合信息显示画面。分级结构一般用术语为深度(所分等级的数目)和广度(每个综合画面以下的分画面的数目)。例如,常用的一种分级结构是按实际电厂所设置的系统构建的。在这个结构中,电厂系统(如反应堆冷却剂系统)由一系列的显示画面来表示,这些显示画面提供系统或设备的详细信息。另外一种常用的分级结构是基于电厂功能的。电厂的顶层功能如堆芯热量的导出,是可以一系列更细致的相关子功能(如支持功能)的显示画面来表

示的。

关联结构用于指示显示的畫面(节点)的链接情况,这些链接是基于各种不同考虑的。与分级结构不同,关联结构的每个节点都有一个或多个出入口。

排序结构将一系列的显示画面有序地组织起来,通常用来表示显示画面连接顺序。典型例子是电厂的工艺流程显示,工艺流程画面的组织就可按照管道的连接关系进行。

在实际应用中,上述的三种结构是综合在一起的,显示结构通常包含了其中一种或多种的结构。例如,分级结构中也包含了相关的连接。另外,那些单一的排序结构分支也会包含在其他结构中。

2.7 大屏幕信息系统

大屏幕信息系统可以为电厂的每个运行模式和重要运行状态提供模拟显示,包括重要系统和关键设备的状态显示。大屏幕模拟显示包括复杂计算所得的参数显示,例如安全系统可用性等由特殊逻辑运算得到的数据。

大屏幕信息系统向主控制室操纵员和控制室人员提供了与当前电厂状态相适应的动态显示和模拟信息。对每一种电厂模式或者重要运行状态,大屏幕信息系统提供了重要系统和关键设备的模拟信息。大屏幕模拟显示包括判断电厂状态的关键电厂参数的动态显示。

作为供主控制室操纵员使用的人机接口资源,大屏幕信息系统在大屏幕上显示了当前电厂信息,以帮助人员从以下三个方面了解电厂状态。

第一个方面,对每一种电厂模式或者重要状态,大屏幕信息系统提供了重要系统和关键设备的模拟显示;大屏幕模拟显示包括判断电厂状态的关键电厂参数的动态显示,以帮助操纵员评估电厂状态。第二方面是为了帮助操纵员熟悉电厂状态的变化,在大屏幕信息系统综合和模拟显示中引入了报警系统综合显示。第三个方面就是大屏幕综合显示与每个工作站显示的联系。当电厂参数发生重大改变时,操纵员需要了解哪个工作站的显示是最合适的,以及查找和选择这些显示的最佳方法,应使操纵员能够迅速高效地得到这些最合适的显示。因此,大屏幕信息系统提供了识别并选择所有工作站当前显示画面中最佳显示画面的能力。

另外,大屏幕信息系统还具有以下设计特点:当大屏幕信息系统指示的电厂状态发生变化时,要求操纵员不必花长时间去工作站显示画面中寻找更详细的信息。大屏幕信息系统提供了从屏幕显示直接进入最佳工作站显示的能力。

为了支持操纵员有效、及时地熟悉电厂状态,大屏幕信息系统设计还要求允许使操纵员在大屏幕上指定并选择显示一个系统、设备或者主要参数,并允许由功能显示指向相关的设备显示,或者由设备显示指向相关的功能显示。为了增加显示指向之间的弹性,为所有显示设置了一个显示菜单。

3 先进报警系统

3.1 概述

先进控制室系统要求必须采用先进报警系统,而自动化技术和计算机技术的发展,也为开发先进报警系统提供了坚实的技术支持。

报警系统与主控制室其他人机接口资源一起向主控制室运行人员提供了一种获取和理解电厂运行特性的手段。报警系统的主要功能是:提醒运行人员电厂偏离正常工况;帮助运行人员集中注意重要的问题;帮助运行人员理解异常工

况,并提供纠正操作的指导,引导操纵员找到有关的信息显示系统。

先进报警系统是在目前基于计算机的简单报警系统开发的。先进报警系统中设置简化的报警名称和报警顺序排列,以及可以迅速获取响应报警的相关信息。

先进报警系统可在一台操作站上运行,报警信息显示在操作站的平板显示器上,并且报警信息还可在大屏幕上显示。每个显示报警信息的操作站都可由操纵员选择报警信息的显示格式,但所有的报警数据由一台报警服务器进行处理,发出报警,因此,任何在先进报警系统采取的动作(如报警确认、报警复位等)都可在基本的报警系统上得到反映。

对于先进报警系统的组态也非常简便,如对报警条的设置,只需拖拉所需的信息即可,任何修改都将自动更新到报警相关数据库中。

3.2 先进报警系统的功能

先进报警系统可在各种工况下运行:正常工况下,保证机组工作在正常运行范围内,各种参数的工作范围由技术规格书详细确定;事件和事故的预防,保证那些对安全十分重要的设备和系统的可用性,特别是那些技术规格书中规定的操作需要的设备,这些设备的不可用状态报警要特别引起注意;事件和事故的控制,事件和事故诊断,根据判断结果选择事件及事故操作规程,引导操纵员采取合适的控制措施,限制事件和事故的后果在一个可以接受的程度。

先进报警系统与常规报警系统的一个很大的区别是其增加了诊断和报警响应功能,能够诊断引发报警的具体原因;根据事故模型和有关的报警来诊断事故;引导操纵员响应报警,提供计算机化的响应规程。

先进报警系统能够将显示屏上的某一区域专门分配给某一系统或报警组的报警指示,且报警指示是连续的,报警区域也是便于操纵员识别的。操纵员可灵活设置报警信息的排列顺序。报警条、报警列表、工艺流程报警、软控制器可整合在一起。操纵员对报警采取的响应和动作的接口非常简便。对于由几个报警点以“或”逻辑构成的组合报警,当对其中一个报警点确认后,如果此时另一个报警点超限值,则对应的报警应重新闪烁进行提示。能够迅速获取每个报警点和报警组的信息。在大量的报警产生期间,按报警产生的时间顺序显示报警,并且可由操纵员逐个查看报警,避免引起视觉上的混乱。尽可能减少了二次任务,如复杂的导航功能。便于修改,先进报警系统中对于增加、删除以及组合报警都非常方便。先进报警系统的软硬件都能够便于升级。

3.3 报警处理特性

先进报警系统的报警处理特性包括:所有开关量点都能够进行报警;所有模拟量点都能够进行报警;最多可设置八个报警级别;所有报警点可进行分组;采用报警过滤功能;采用报警抑制功能;报警静态分级。

同样,先进报警系统具有所有基本报警系统的特性:如以列表形式显示报警,允许用户进行报警确认、报警复位操作,查看报警历史信息等。

3.3.1 报警过滤

信号过滤所面对的对象是一些原本不该存在的报警,即在当前条件下该报警并不反映某种偏差和故障,是“正常状态”。报警信号的过滤要考虑电厂的工作模式和设备的工作状态,如反应堆停堆时,“控制棒在反应堆底部”为正常状

态,泵没有开启时,“流量为零”也是正常状态,都不应引起报警。被过滤的报警将不再显示给操纵员。

3.3.2 报警抑制

报警的抑制所涉及的对象是那些真实存在的报警,根据它们的重要程度采取抑制技术,使得操纵员得到的报警信号掌握最为重要、最能代表当前工况本质的信息,从而采取有效操作措施,缓解异常工况。

报警抑制的原则包括重要性准则[当一个信号的更高设定值报警发生时(如高高液位报警),则较低设定值报警(高液位报警)被抑制]和因果关系准则(当一个报警是另一个报警的“结果”时,“结果报警”被抑制,如“上充泵跳闸”报警时,“上充泵流量低”被抑制。因果关系中包括两类,一类起因是设备的故障,另一类是物理热工等规律所决定的参数之间的相互影响)。

先进报警系统还针对某些极特殊的事件作报警信号的抑制,当诊断出发生该事故时,仅显示预先设定的少数报警。此外,被抑制的报警可以应操纵员的要求重新显示。

3.3.3 报警静态分级

根据操纵员响应报警的紧急程度和该报警对安全的重要程度,必须对所有的报警信号进行分级,静态分级一般为三级或四级,并用颜色(可以辅助闪烁、音响等方式)进行编码,醒目地加以区别:

(1)一级报警,那些导致反应堆停堆、汽轮机停机以及可能引起经济上或设备重大损失的工况,需要操纵员立即作出响应,否则将会危及电站的安全性和可用性目标,如一些和停堆动作、专设安全设施动作及放射性释放隔离动作和应采取的相关措施的报警,这些报警关系到反应堆反应性的控制、堆芯冷却和放射性泄漏等。一般设置为红色。

(2)二级报警,需要操纵员响应的设备或工艺过程的报警,如果不采取措施可能发展至一级报警;可以延缓采取措施,但任其发展则会危及电厂的安全性和可用性目标。一般设置为黄色。

(3)三级报警,设备或工艺过程报警不影响电厂正常运行,如不采取措施会降低电厂的可用性,操纵员必须响应,但不会导致电厂停堆和放射性泄漏。一般设置为白色。

(4)四级报警,其他较低等级的报警,无需操纵员响应。如将一些自动动作和专设、保护系统动作的反馈结果作为状态信息提交给操纵员确认。一般设置为绿色。

静态级别按照前面所讲的报警处理方法可以动态改变,被抑制的报警其报警级别将降低,以减少向操纵员呈现的大量高级别报警,减轻操纵员的工作负担。

3.4 报警显示特性

先进报警系统将报警信号集成于工艺过程显示信息系统中,这一方面得益于计算机技术的进步,基于计算机的信息系统可以获取和提交大量的数据(显示空间的局限也要求信息的进一步集成和提出高级别的综合信息);另一方面信息集成有利于操纵员对所要完成的目标和任务的理解和执行,操纵员只需要较少的操作幅面或显示装置就可以得到需要的信息。

先进报警系统可将报警信息显示在大屏幕上,在大屏幕上报警信息与流程图相结合,给出连续的电厂状态总貌,可以简单辨别报警位置和电厂状态,有很好的空间感。大屏幕上的报警一般是电厂级重要报警、关键工艺参数、重要设备报警和系统级报警等综合报警。

另外,设置报警专用操作站,将操作站上的VDU分为

几组提供报警的具体信息,利用报警过滤和抑制技术对报警进行处理,并作动态分级,按照不同的方式提交给操纵员。

此外,还将报警信息集成在信息显示系统中,在操作站上得到报警的详细信息。

操纵员还可以通过下列方式查看先进报警系统的报警列表:时序、系统分类、特定目标功能、特定的操作任务、被抑制的报警、优先级等。

先进报警系统还为操纵员提供更多的附加信息,帮助操纵员对当前状态作出判断,查明原因,进行决策,采取措施并确认故障是否消除。每一个报警都有自己的报警清单和相应的响应规程,包括报警时间、内容、当前值、设定值、起因、可能的后果、需要采取的措施(包括立即动作和后续动作)等。

3.5 先进报警诊断技术

先进报警系统中增加了报警直接起因的诊断、事故诊断、电厂状态诊断等功能。对于一些简单的故障诊断,应尽量采用简单的逻辑,便于操纵员理解,以采取正确措施。对于较为复杂的自动化故障诊断则不应作为先进报警系统的一部分,报警系统始终只是一个信息提供者,系统可以为操纵员作出决策提供帮助,而操纵员应最终负责故障诊断和决策制定。

4 计算机化规程

4.1 概述

常规的操作规程一般以纸质文档的形式出现,操纵员根据文档提示的步骤进行操作。规程的种类非常多,电厂运行的各种任务都必须按照对应的规程执行。

采用计算机化规程系统能更有效地帮助操作员执行规程,以便更好地完成执行的任务。在线跟踪系统允许操纵员以简便、合理的方式查看和跟踪规程。

计算机化规程系统应确保显示规程所需查看或控制对象的当前状态、显示规程中所需关注的系统和功能的状态、显示按照规程执行的动作顺序、提供如何执行任务的详细说明,以及将规程结构体系以层次化的形式显示给操纵员等。

4.2 功能

所有类型的规程都能够用计算机化规程系统实现,包括正常运行规程、应急运行规程和事故运行规程。计算机化规程系统能够帮助操纵员监视电厂数据、处理数据,以及推荐采取的动作等逐步查看规程执行情况,在查看规程的同时提供其他需要关注的电厂信息。系统除了执行规程要求的功能、监视电厂的其他相关信息外,还对运行工况进行记录,包括对电厂参数、设备状态、采取动作等的记录。

4.3 显示内容

计算机化规程系统显示当前执行的规程情况、当前步骤相关的参数和设备等,同时显示上一步骤的规程和下一步可供选择的规程。计算机化规程系统显示对当前规程比较重要的信息,帮助操纵员了解整个系统或安全状态。操纵员可以对显示的信息是否足够进行判断。系统还帮助操纵员在规程执行期间监视电厂其他的相关信息。计算机化规程系统减轻了操纵员记忆规程的负担,并且在需要时自动调出当前所需的规程。计算机化规程系统使操纵员清晰、明确地理解规程。计算机化规程系统还采用了合理的数据库管理系统,能够接受操纵员输入的数据和命令、从数据库中删除信息、更新数据库,以及将数据输出给操纵员。计算机化规程系统采

用数据的方式储存生成规程所需的数据,对数据库的操作采用图形化的界面。

4.4 显示特性

信息显示的内容包括规程相关的信息、每个操作步骤、警告与提示,以及其他一些补充信息、清单、规程组织等。系统显示的每个规程都有特定的信息,如名称、编号、版本号、日期等,并且每个规程都有简短的说明,如规程类型(正常运行、应急运行等)、应用范围等。

系统进行操作规程显示时应满足以下基本要求:

- (1) 规程的每一操作步骤都应简明。
- (2) 操作步骤的说明应采用短句。
- (3) 规程应告诉操纵员应该做什么,而不能告诉操纵员不应该做什么。

(4) 显示的规程中对系统设备等的命名应与其在所有其他人机接口中保持一致。

- (5) 只有那些为操纵员所熟知的缩写才可写入规程。
- (6) 计算机化规程系统中显示的数值应包括物理单位。
- (7) 系统必须规定每次操作的允许条件。

系统显示警告、提示、注释以及参考材料等信息的要求:

- (1) 这些辅助信息应与规程同时显示。
- (2) 辅助信息应显示在规程的上方,便于操纵员优先阅读辅助信息。
- (3) 显示的辅助信息不能包含任何有关采取动作的信息。

- (4) 辅助信息应明显区分于显示的规程。
- (5) 规程所需的图形、表格等补充信息也应便于调用显示。

系统显示格式要求:

- (1) 规程显示须反映出规程的层次结构。
- (2) 所有规程的显示格式保持一致。

规程显示的监督和控制要求:

- (1) 应由操纵员控制规程步骤的显示。
- (2) 系统对规程步骤的分析应与操纵员对规程的理解相一致。

- (3) 操纵员应能验证系统对电厂状态的评估。

规程显示的监视和评估要求:

- (1) 当目前工况满足某一规程的启用条件时,系统将告知操纵员。
- (2) 系统应自动提供电厂参数和设备状态的信息。
- (3) 系统应随时显示规程相关的参数,或者这些参数可随时非常便捷地调用。
- (4) 规程相关的参数可自动计算。
- (5) 系统应监视提示信息中描述的工况,当出现提示信息中所提及的情况时,系统应警告操纵员。
- (6) 系统自动分析后所推荐的操作步骤最终应由操纵员选择。

(7) 系统应显示更高层次的安全目标,任何影响到关键安全功能的情况都应及时提醒操纵员。

- (8) 系统应自动判断是否可以退出当前的规程。

对操纵员操作的监视要求:

- (1) 操纵员对规程的响应都应被监视和记录。
- (2) 当操纵员采用的操作不正确或不符合系统分析的结果时,应及时提醒操纵员。

4.5 人机接口要求

计算机化规程系统对人机接口有特殊的要求,包括一个

规程的操作步骤之间和不同规程之间可进行切换。另外,操纵员按照计算机化操作规程所执行的控制动作都被自动监视和记录。计算机化操作规程系统的操作设备包括基于计算机的输入设备、常规控制器及软控制器等。

4.5.1 路径监视要求

应指示当前的操作步骤是否执行完毕;未执行完的规程步骤应及时提醒操纵员;当前所执行的规程步骤应清晰指明;当需要同时执行多个规程或规程中多个操作步骤时,应提醒操纵员,并将其列出。

4.5.2 系统导航要求

操纵员可以便捷地切换到规程的不同步骤、不同部分及其他规程;系统应允许一次获取多条信息;系统设有链接,可随时调出相关信息。

4.5.3 帮助信息要求

系统帮助信息应帮助操纵员了解如何对系统进行操作;系统应提供执行规程特定动作的帮助信息;操纵员可在系统中输入一些注释、笔记、评论等,系统应提供此项功能。

4.6 其他要求

应设置计算机化规程系统的后备,应对系统故障时的运行。计算机化规程系统在使用过程中可能会产生故障出错,而电厂运行又不容许等到系统修复后,因此,必须设置计算机化规程系统的后备,如配备纸质的规程文档。

(1) 在计算机化规程系统失效时,可及时替换其他形式的规程,如查阅纸质规程。

(2) 不管以何种形式存在的规程,其内容都应是完全一样的。

(3) 在使用其他形式的规程时,应提供迅速定位到计算机化规程系统失效之前的步骤。

计算机化规程系统与其他人机接口要素密切相关,系统的显示画面结合了许多其他的人机接口要素,因此,必须保证计算机化规程系统与其他人机接口要素的一致性和兼容性,避免影响操纵员的操作。因此,在对计算机化规程系统进行评审时需要注意:

- (1) 在系统中显示的电厂参数是否与正常监视显示相兼容。
- (2) 采用一致的图例。
- (3) 系统中进行控制的模式与其他人机接口相同。

5 人因工程

5.1 概述

5.1.1 人因工程简述

人因工程(Human Factors Engineering, HFE)是什么?人因工程就是探讨日常生活和工作中的人与工具、设备、机器和周围环境之间交互作用的关系,以及如何去设计这些会影响到人的事物和环境。通俗点说,就是设计的东西,要在人的能力和本能极限之内,并得以合理使用。例如人们用电脑时,有时想删掉一个文件,操作后,Windows系统会弹出一个警告框问你:确实要把“×××”放入回收站吗?是/否。这是用预先的手法来避免人们容易犯下的错误。同样的道理,当设计床头靠背时,会去预测主人会怎么去使用它,假设可能遇上什么麻烦,从而在设计中尽量解决和避免它。

人因工程学是研究人与工作场所、人与生活及工作环境、人与使用器具之间接口的互动关系,且包含相关设备、工作场所、工作方法、生活环境和器具的一门实用性科学。

简单地说,人因工程学就是按照人的特性设计和改进人一机—环境系统的科学。人因工程学的研究方法是以生理学、心理学、生物力学和数学等学科为基础背景,通过系统地利用人类的能力、本能极限、行为和动机等相关信息来设计事物和流程以及所属环境的。

人因工程学的系统研究,起源于第一次世界大战期间英国政府所组成的一个医学研究委员会。在第二次世界大战中,欧美参战各国开始把人因工程学应用在武器设计发展上,研究如何使武器的使用更为有效、安全,保养更为简便。战后,人们又将其扩展到非军事用途上,如工具、机械的设计,计算机软、硬件的开发等。70年代后,人因工程学进入了起飞阶段。

经过几十年的发展,人因工程学的研究范围已经扩大到人因的各个方面,主要的研究方向包括:研究人的生理与心理特性;研究人一机—环境系统整体设计;研究人机界面设计;研究工作场所设计和改善;研究工作环境及其改善;研究作业方法及其改善;研究系统的安全和可靠性;研究组织与管理的效率等。

5.1.2 核电厂人因工程

在核电发展最初的20多年时间,人因工程的一些理念也曾用于指导核电厂的设计,但是并未明确提出人因工程的概念,也未能系统地总结出人因工程理论。直到三哩岛事故后,人因工程才开始系统地应用于核电厂的设计,并逐步形成理论体系。在新一轮的核电建设大潮中,先进控制室系统成为核电厂控制室系统发展的必然趋势。人因工程是先进控制室的重要标志和主要设计内容之一。因此,设计和开发先进的人因工程技术具有非常重要的意义。

在核电厂早期的人因工程应用中,研究的主要内容包括:

(1) 人体尺寸,图5.5-2表示了在坐姿操作时根据人体尺寸确定的人因要求。

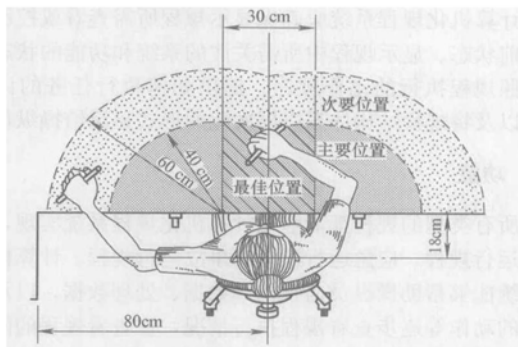


图 5.5-2 坐姿操作的人因尺寸要求

(2) 人体工作区域。

(3) 工作环境影响(温度、照明、噪声、运动、振动),图5.5-3表示人因工程设计中对照明条件的要求,如照度、照射角度等。



图 5.5-3 照明要求

- (4) 建筑尺度规范。
(5) 视觉心理和空间等。

事实上,目前核电厂人因工程的内容早已超出了这一范畴。先进人因工程技术的内容已经覆盖了核电厂的设计、建造、管理、运行、维护等各个方面。美国核管会(U.S. Nuclear Regulatory Commission, NRC)通过制定 NUREG-0800 和 NUREG-0711,对核电厂人因工程提出了全面系统和可实施的具体要求。根据 NUREG-0711 的规定,人因工程包括下列 12 个要素:人因工程大纲管理、运行经验评审(OER)、功能要求分析和功能分配、任务分析、人员配备和资格、人的可靠性分析(HRA)、人机接口(HSI)设计、规程开发、培训大纲开发、人因验证和确认(V&V)、设计实现、人的行为监测。

5.2 人因工程大纲管理

5.2.1 人因工程大纲管理的目标和范围

5.2.1.1 人因工程大纲管理的目标

建立一支人因工程设计队伍(包括确定人员的资格、职责、权力、组织机构中的地位和组织关系),以保证满足人因工程设计方面的承诺;编制工作计划,以保证合适地对人因工程进行开发、实施和管理,并形成文件;确保设计结果满足人因工程原理的要求。

5.2.1.2 假设和制约条件

假设和制约条件是设计的一个前提,也是人因工程设计的输入,包括管理导则、电厂的系统设计文件、人员配置假设、采用的人机接口技术等。

5.2.1.3 适用的设施

在人因工程大纲范围内的设施包括主控制室、辅助控制室、就地控制室、应急控制中心、技术支援中心等运行和控制中心。

5.2.1.4 适用的人机接口

人机接口的范围包括在电厂正常运行、异常运行、应急运行和事故工况中所有运行模式下实施监测、控制和保护功能的仪表和控制系统。该系统能适应于使用、控制、维修和观察电厂系统的工作人员的身体和认知特性。

5.2.1.5 适用的电厂工作人员

电厂工作人员包括持有许可证的控制室操纵员、未持许可证的操纵员、值班、安全工程师、仪控技术人员、电气维修人员、机械维修人员、辐射防护人员、化学分析人员和工程支持

人员,以及执行与电厂安全直接相关任务的其他人员。

5.2.2 人因工程设计队伍及其组织

5.2.2.1 职责

人因工程设计队伍的职责包括:开发所有的人因工程实施大纲和程序;按照人因工程实施大纲和程序进行人因工程设计;监督和审查所有的人因工程设计、开发、试验和评估活动;提出或者推荐人因工程活动中产生问题的解决办法;确保所有的人因工程活动遵守人因工程大纲等。

5.2.2.2 组织机构、地位和权力

人机接口设计队伍一般由一名仪控主管、一个顾问/评审组以及各设计小组组成。各设计小组和顾问/评审组负责向仪控主管报告;仪控主管负责整个人机接口的设计;仪控主管向项目经理报告。

仪控主管负责整个人机接口设计和人机接口设计与整个电厂设计的结合。顾问/评审组负责在人机接口设计组内提供指导、评审,并提供特殊设计领域中的其他知识。各人机接口设计小组的职责是完成人机接口的详细设计。各设计小组分别负责人机接口的功能设计、主控制室和工作站的布置、控制器、信息系统、大屏幕显示屏、报警系统和电厂 I&C 系统的设计和说明。仪控主管的职责包括协调各设计小组的技术工作,在设计小组与顾问/评审组之间提供行政管理和技术接口,并通过运行评审跟踪、确定和解决人因工程设计问题。

5.2.2.3 人员组成和人员配备

人机接口设计队伍由以下多学科的技术人员组成:项目技术管理、系统工程、核工程、仪控工程、建筑工程、人因工程、电厂运行、计算机系统工程、电厂规程开发、人员培训、系统安全工程、维修性/检查性工程和可靠性/可用性工程。所有成员应具有大学本科学历,并在各自的领域内具有适当年限的工作经验。

5.2.3 人因工程实施过程

(1) 确定整个人因工程活动的程序,包括每个具体人因工程活动的管理程序、设计队伍内部管理控制程序、管理决策程序、设计决策程序、设计变更程序、设计结果审查程序等。

(2) 确定过程管理工具。

(3) 确定人因工程活动与其他设计活动的交互作用(相互的输入和输出关系)。

(4) 确定人因工程大纲里程碑事件以及时间进度安排。图 5.5-4 表示了人因工程大纲的里程碑和一般的设计过程。

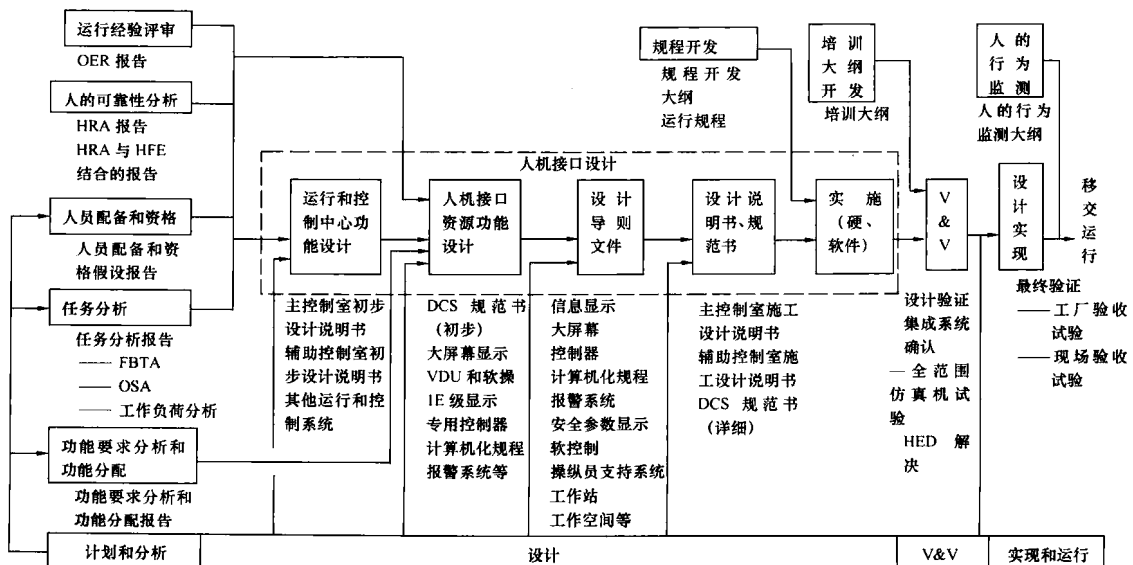


图 5.5-4 人因工程里程碑和设计过程

(5) 确定人因工程过程将产生的文件。

(6) 规定分包商工作在人因工程方面的要求,并制订定期检查计划。

5.2.4 问题跟踪

使用一个跟踪系统对人因工程问题进行跟踪,跟踪系统包括问题的跟踪方法、问题产生和处理过程的记录、形成的文件等。

5.2.5 技术大纲

除了第一个要素(人因工程大纲管理)以外,应对人因工程其余的11个要素的实施计划、分析和评估活动进行规划,包括确定设计过程中强制的人因工程要求,并列出来为人因工程要求来源的标准和规范;规定人因工程大纲中采用的设施、设备、工具和技术;提供质量保证程序以确保满足核安全管理当局的管理要求,并保证所有的改进不危害纵深防御。

5.3 运行经验评审(OER)

5.3.1 目标

运行经验评审的目标是确保已经鉴别和分析了与当前电厂类似的以往电厂设计中的人因工程问题。这样,与以往电厂设计有关的负面特性可以在当前的设计中得以避免,而正面特性得以保留。运行经验评审的重点是鉴别与人因工程有关的安全问题。

5.3.2 范围和内容

(1) 运行经验评审的范围应包括:

1) 以往核电厂的人因工程设计信息及其优缺点鉴别和分析。

2) 电厂在人因工程设计方面改进的建议及分析。

3) 行业公认的人因工程问题:未解决的/一般的安全问题;三哩岛核电厂和切尔诺贝利核电厂事故相关的人因问题,国际原子能机构通报的其他核电厂事故的问题;国际原子能机构以及各国原子能机构、核安全当局普通的信函和信息通报,尤其是我国国家原子能机构和核安全局的信息通报;核电厂设计建造审查过程中,核安全局在安全对话时提出的人因问题;以前的电厂运行数据分析和评估报告;运行电厂事件报告等。

4) 相关的人因工程技术;

对相关的人因工程技术在其他行业和国外核电厂的应用进行分析和评价,确保其安全应用,例如数字化仪控技术、触摸屏、计算机化操作规程等。

5) 电厂运行人员审评确定的问题。

6) 风险重要的操作。

(2) 运行经验评审的内容将包括下列课题涉及的人因工程问题:

1) 电厂运行:正常的工况变化、仪表和人机接口设备故障、运行瞬态、事故等。

2) 人因工程设计:控制室,显示和报警,控制和自动化,信息处理和操纵员支持,实时通信,规程、培训、人员配备和资格等。

3) 人因工程相关的系统和设备设计。

对上述问题的分析应考虑下列内容:人的行为容易产生的问题和人的差错来源、支持和增强人的行为的设计要素。

5.3.3 实施过程

运行经验评审首先要制定一个实施大纲,然后根据大纲进行评审。评审完成将形成运行经验评审报告、子项报告(根据需要)等文件。运行经验评审过程确定在设计中应考

虑的,但实际尚未考虑的问题将纳入问题跟踪系统,并形成文件。最后,需要根据完成的运行经验评审报告编制一份摘要报告。

5.4 功能要求分析和功能分配

5.4.1 目标

功能要求分析和功能分配的目标是:规定为满足电厂安全目标而必须完成的电厂功能;将上述功能合适地分配给人和机器并随之恰当地确定人的任务,以便充分发挥人的能力并避免其局限性。

5.4.2 范围和内容

功能要求分析和功能分配包括两部分内容:功能分析,功能分配。

5.4.3 功能分析

5.4.3.1 静态分析

首先根据核电厂运行的总目标(或基本目标),即安全、有效发电和保护大众免受辐射危害,然后根据要满足总目标所必需的顶层功能分解为不同层次的功能,最底层的功能就是必须分配给人或机器的控制功能。按上述分解过程得到不同层次的静态功能数据库,其中包括确定核电厂运行所需的基本运行信息流及其处理要求。最终的层次结构图包括顶层的功能目标、中间的系统级功能和底层的详细控制功能,这些功能将要分配给人或机器。

(1) 安全性目标:即在所有设计基准运行模式期间避免电厂的放射性释放,并在超设计基准事件期间通过燃料包壳、反应堆冷却剂边界和安全壳三个实体屏障将放射性释放减到最小。

(2) 关键安全功能:维持三个屏障的功能进一步分解为反应性控制(维持次临界)、维持主冷却剂装量、维持堆芯热量排出、维持热阱(衰变热排除)、维持反应堆冷却剂系统完整性和维持安全壳完整性六个关键安全功能(GB/T 13630:核电厂控制室的设计)。

(3) 成功路径。

将上述六个关键安全功能进一步分解成一系列子功能,由相应的安全系统及其设备来实施。即通过执行一系列较低层的安全功能(即成功路径)来维持上述六个关键安全功能。一直进行到可分配给人或设备的控制功能。

5.4.3.2 动态分析

功能分析的第二步是动态分析,即根据足够的设计基准事故和电厂不同工况(正常、异常、事故工况)的考虑,确定功能的时间要求,并且确定与控制室有关的功能所需的所有因素。在第二步中要确定静态分析中鉴别的每项控制功能需要的信息和处理要求。功能分析必须包括全部有代表性的事件,分析的情况包括:所有正常运行工况、在安全分析报告中确定的所有设计基准事故、必要的超设计基准事故。

分析时将确定某些事件在时间和可靠性方面的最高要求,这些事件包括:继之以紧急停堆或安全问题的设计基准事件;由于数据表示的复杂性或控制速度等原因,使主观判断运行工况很困难的事件;要求正确响应可信度最高的事件;概率安全评价方面的重要事件;除非及时采取正确行动否则很可能导致紧急停堆的事件;出现概率很高的事件;与特定功能丧失相关的事件。

5.4.4 功能分配

功能分配应根据在功能分析中已经分解的各项控制功能进行,分配的过程分为三步:控制功能分析;开发研究分配准则;分配过程。

5.4.4.1 控制功能分析

利用功能分析得到的数据（即信息流和处理要求）进行分析，以确定各项功能的细节及其特性。控制功能的分析分以下三步进行：

（1）鉴别功能单元。首先将静态分析确定的功能重新排列，按其预计的用途分组并确定其总性能。确定为支持电厂运行活动（如启动、功率运行、设计基准事故后果的缓解等）需要同时执行的功能，将电厂的运行活动与同时执行的功能归结为一个单元。

（2）确定控制功能的特性。包括：完成该功能的逻辑需求；完成该功能必需的控制动作；进行控制所必需的参数；评价控制动作效果的准则；评价所需的参数；选择替代功能的准则。上述分析中确定的参数是选择仪控设备的依据，也是选择与操纵员接口装置的依据，同时还是控制器与显示器分组的依据。

（3）确定控制功能特性的度量方法。确定控制功能特性的度量方法并按其重要性划分每种方法的相应级别。选择度量方法应包括客观和主观两方面的要求。确定度量方法时至少应考虑下述特性：在所有运行模式下人的可能的负荷；时间因素；准确度和可重复性；逻辑动作的复杂性；决策的类型和复杂程度；需要完成控制任务的事件类型对该功能特性度量的影响；功能丧失和相关的时间因素产生的影响。

5.4.4.2 开发研究分配准则

功能分配的目标是确定功能分配给人或机器；手动遥控或就地控制。分配准则的依据主要有：

（1）特性度量和人机能力：

1）特性因素。包括：所有运行模式下人员潜在的工作负荷、准确度和可重复性、时间因素、决策和行动的复杂程度。

一般将工作负担中等、时间裕度大、速率中等、控制逻辑简单、决断复杂的功能分配给人，将工作负担大或很小、时间裕度小或很大、速率高或很低、控制逻辑复杂、决断不太复杂的功能分配给机器。分配给人的功能有：手动控制、包括自动控制的后备控制、与手动控制和自动控制两者有关的监督、高级思维处理任务。分配给机器的功能，即由自动控制完成的功能。

用于手动遥控或就地控制的功能分配准则主要依据下列特性因素：时间因素、接近的难易程度和耗费时间、可用的就地操纵员、功能丧失导致的影响与相关的时间因素、通信联络的难易程度、辐射剂量率、环境因素、就地控制设施、是否需要主控制室撤离。

2）操纵员的能力。

分配给操纵员的功能分为：实际执行一项控制任务；监视自动系统执行控制功能；进行高级思维处理。对每项潜在的操纵员功能，需要评估人的信息处理能力和实际响应能力。如果操纵员对响应时间的要求不能满足，则应考虑控制功能的完全自动化。对操纵员适用的各种数据宜按任务分组，不宜按数据来源分组。目的是根据要完成的每一项任务将不同来源的信息组织在一起，以便为操纵员提供一个在其能力范围内可理解的信息系统。

3）仪控系统的处理能力。

仪控系统处理能力的分析从确定系统和/或设备的功能要求和限制开始，然后详细说明运行事件的顺序和每项任务对人机接口的要求。目的是将机器的信息和能力与相应的任务联系起来，确定这些任务已经考虑了与操纵员的相互作用。仪控系统的处理能力最终将包括该系统和/或设备应满

足的数量、响应时间和准确度等要求，以及人因工程标准对每类部件确定的人机接口的要求。

为了减少操纵员出错的概率，控制系统应设计成在电厂某些异常工况发生后规定的一段时间（如30min）内，使电厂保持在安全限值以内而无需操纵员采取任何行动。

（2）通用的和用户的规则和政策：适用于一般电厂的设计、自动化和运行人员作用的准则可作为功能分配过程的输入；受过良好教育和培训的操纵员是电厂有效和经济运行的重要保证；核电厂通用的运行原则也可作为功能分配的输入。

（3）国家和国际的法律、法规和导则。

（4）技术与工艺实现的可行性。

（5）费用等。

5.4.4.3 分配过程

分配过程将从功能鉴别开始，对那些不能明确分给人还是机器的功能应利用开发的分配准则进行反复比较和分析。功能分配的典型方法是功能分为下述四种功能之一，即：必须自动完成的功能；最好自动完成的功能；适于人完成的功能；适于人和机器共同完成的功能。

功能分配的结果可按上述四种功能用列表方式表达。功能分配应反复进行，一直到验证和确认不再有设计缺陷为止。

5.5 任务分析

5.5.1 目标

任务分析是对人的行为的需求分析。它起始于分配给人的功能和支持人完成任务而要求的人机接口特性的鉴别。分配给电厂工作人员的功能规定了他们的任务和职责。为了完成这些功能应实施人的操作（HA），HA可以进一步划分成任务。一个任务是指具有一个共同目标的一组相关的活动。任务分析的目标就是确定完成这些任务的需求，包括显示、控制以及其他的任务支持需求。任务分析的结果是下列活动的依据：人员配备和资格、工作设计和培训、人机接口设计、规程和培训大纲设计、确定任务支持的验证准则。

5.5.2 范围和内容

任务分析由两个活动组成：基于功能的任务分析（FB-TA）和操作顺序分析（OSA）。任务分析的范围包括：从维修、试验、检查和监视工作中选择有代表性的和重要的任务；选择的任务包括全部电厂运行模式，如启动、正常运行、异常和应急运行以及低功率和停堆工况；选择的任务代表了应急响应导则中的全部活动；选择的任务包括人的风险重要操作和始发事件，确定风险重要操作时应考虑影响PSAⅠ级和Ⅱ级分析的内部和外部始发事件；考虑关键功能自动化时人的所有任务，包括对自动化系统的监视和自动化系统故障时由人实施的后备动作。

5.5.3 基于功能的任务分析

基于功能的任务分析应用于功能分析确定的第四层功能的每一个功能。基于功能的任务分析有以下四个组成部分：确定一组与功能相关的目标；进行功能分解，确定对功能有重要影响的过程；通过操纵员认知模型确定的问题对上述过程进一步分析，以确定操纵员完成该功能所需的指示、参数和控制；验证工程设计已包含了上述过程分析中确定的指示和控制。

根据基于功能的任务分析，可得到下列信息：对所需的指示、参数和控制器可用性的完整检验，包括自动系统和手动后备控制所需的指示和控制器；功能显示的布置和说明的

输入。

上述基于功能的任务分析,与功能要求分析和功能分配是密切相关的。基于功能的任务分析是功能要求分析和功能分配的进一步延伸、细化和具体实施。功能要求分析和功能分配是任务分析的基础和输入之一。

5.5.4 操作顺序分析 (OSA)

操作顺序分析集中于确定一组选定任务的操作要求。任务分析中选定的任务包括运行、维修、试验、检查和监视中有代表性的重要任务,且包括全部电厂运行模式。对于每一项任务,生成一个实施该任务的操作程序图。它包括下列内容:每一步要求的电厂状态、数据;数据来源(报警、显示、口头通信);根据该数据采取的行动和决策;有关准则和参考值;提供操作充分性的反馈;操作的有效时间;其他临时的约束;必需的任务支持要求;工作环境要求。

操作顺序分析的结果提供了下列信息:电厂状态参数和控制器的频度和组合;显示设计和组织的制约;执行时间的制约;完成该程序所需的报警、控制器和参数的清单。

5.6 人员配备和资格

5.6.1 目标

确定电厂人员的配备和资格是人因工程设计的要素之一。人员配备和资格的目标就是系统地对电厂工作人员的数量和资格的要求进行分析,并合理地确定人员的数量和资格。

5.6.2 范围和内容

初始的人员配备水平可以建立在之前电厂的经验、人员配备的目标(如减少人员配备)、初始分析和政府管理要求的基础上。人员配备和资格的分析覆盖了所有电厂工况和任务下工作人员的数量和技能背景,包括运行任务(正常、异常和应急),电厂维修、监视和试验任务。工作人员类别将与人因工程大纲管理计划规定的范围一致,包括运行、维修、工程、仪表和控制、辐射防护、安保和化学分析等方面。

核电厂的人员配备和资格必须满足以下法规、导则的要求:10 CFR 50.54、10 CFR 50.47、NUREG-0800 13.1.2~13.1.3、NUREG-0654、RG1.114、RG1.8、NUREG-0711。

人员配备和资格分析首先将确定初始的人员配备水平。然后,采用一种系统的方法来分析工作人员的数量和资格方面的要求。人员配备分析是交互的,即在分析人因工程的其他要素时对初始的人员配备进行审评和改进,同时人员配备的改进也用于指导其他要素的分析。这些人因要素包括运行经验审评、功能要求分析和功能分配、任务分析、人的可靠性分析、人机接口设计、规程开发、培训大纲开发。这一分析过程需要反复迭代,不断更新,才能确定电厂最终的人员配备数量和水平。

5.7 人的可靠性分析 (HRA)

5.7.1 目标

人的可靠性分析是要评估可能影响电厂安全的人的错误的可能性和机理,它是达到人因工程设计目标的一个基本要素。人的可靠性分析有三个基本目标:确定需要分析的人员操作;计算这些人员操作的失误概率;提出减小人因操作失误概率的措施。

5.7.2 范围和内容

人的可靠性分析的对象为:概率安全分析(PSA)模型中包含的所有人因事件以及在与入因工程相结合时筛选出来

的关键的人员操作和风险重要任务。风险重要任务包括两个部分:事故前人员操作的风险重要任务以及事故后人员操作的风险重要任务。

5.7.2.1 关键的人员操作

以下准则对关键的人员操作进行了定义:

(1) 确定论准则:在设计基准事故中,为防止堆芯损伤所要求的人员操作。

(2) PSA 准则:任何其失效会导致总的堆芯损伤频率等于或大于 10^{-4} /堆年的人员操作(如那些基准 PSA 定量结果中所确定的)。

基准 PSA 研究包括功率运行工况下内部事件、停堆工况下内部事件以及火灾、水淹和地震事件。

5.7.2.2 风险重要任务的定量化准则

风险重要任务的定量化采用风险增加与风险减小方法从不同方面来考虑。两种方法中,假如一项任务的重要度超过任意一种方法相关的风险阈值,则定义它风险重要。

(1) 风险增加方法。

此方法给出了关于保持现有风险水平的堆芯损伤频率的人员操作的重要性。针对此目的,把每项人员操作的失误概率设为 1.0 之后对堆芯损伤频率进行重新计算。人员操作的风险重要度定义为堆芯损伤频率的增加百分比。例如,风险重要度为 100%是指任务的失效概率设为 1.0 之后堆芯损伤频率增加 1 倍,这相当于风险增加价值(RAW)为 2.0。百分比越大,人员操作对维持现有的风险水平越重要。

(2) 风险减小方法。

此方法给出了关于减小现有风险水平的堆芯损伤频率的人员操作的重要性。针对此目的,把每项人员操作的失误概率设为 0 之后对堆芯损伤频率进行重新计算。人员操作的重要度定义为堆芯损伤频率的减小百分比。例如,风险减小值为 10%是指减小某一任务的失效概率可以获得的最大好处是 10%,这相当于风险减小价值(RRW)约为 1.1。减小的百分比越大,人员操作对减小现有的风险水平越重要。

5.7.2.3 事故前人员操作中风险重要任务的定性准则

除了前面给出的定量准则,还可用一些定性准则来确定事故前人员操作的风险重要任务。通过检查对风险有重大影响系统、构筑物 and 部件来确定事故前人员操作的风险重要任务。

5.7.2.4 事故后人员操作中风险重要任务的定性准则

除了定量方法,在 PSA 研究中还应用一些定性准则(如可用的时间与实际能完成的时间窗口差不多的操纵员操作等)来确定风险重要任务。一个由 HRA、系统工程设计、人机接口设计等专家组成的专家组需要根据这些准则来确定相关的风险重要任务。

5.7.2.5 人的可靠性分析与入因工程的结合

在人因工程大纲和人的可靠性分析之间有重要的接口。人的可靠性分析利用了人因工程/人机接口设计活动包括操纵员功能和任务分析以及人机接口特性说明的输出。而人的可靠性分析又是人因工程和人机接口设计的输入资源。

5.7.3 实施过程

人的可靠性分析基本过程简述如下:

- (1) 熟悉参考电厂,收集相关信息(如培训、规程等)。
- (2) 建立初始的电厂 PSA 模型,确定包含的人员操作。
- (3) 根据事故序列评价程序方法中的准则筛选人员操作。
- (4) 对人员操作进行定性描述。
- (5) 用事故序列评价程序方法对人员操作进行量化并对

相关的人因事件用相关性分析进行修正。

(6) 将 HRA 结果结合到 PSA 模型中。

(7) 审查 HRA 的结果, 并作为人机接口设计的输入。

5.8 人机接口 (HSI) 设计

5.8.1 目标

人机接口设计的目标包括: 开发人机接口的设计要求, 确定和改善人机接口设计过程; 系统地应用人因工程准则和准则将功能和任务要求应用到报警、显示、控制和人机接口其他方面的详细设计中。

5.8.2 范围和內容

人机接口包括运行和控制中心及其人机接口资源。运行和控制中心包括主控制室、辅助控制室, 技术支援中心、就地控制室、通风控制室以及和每个中心有关的工作站。人机接口资源包括: 大屏幕显示系统、报警系统、N1E 级数据处理和控制系统、1E 级数据处理和控制系统、计算机化规程、专用控制器等。人机接口设计就是通过系统地应用人因工程原则和准则适当地将功能和任务要求转化成人机接口的详细输出。人机接口设计的范围包括: 整体工作环境, 工作空间布置, 控制台和控制盘的设计, 控制和显示设备的布置, 信息显示、报警和控制的详细设计等。

5.8.2.1 人机接口设计的输入

人机接口设计过程的输入包括下列信息资源: 工作人员任务要求的分析, 包括运行经验评审; 功能要求分析和功能分配; 任务分析; 人员配备和资格以及工作分析。系统要求: 即整个仪控系统对人机接口设计过程的要求和制约因素、管理要求和其他要求。

5.8.2.2 运行概念

运行概念包括预期的人员配备水平、运行班组的组成以及班组内各成员的任务和职责。

5.8.2.3 功能要求说明

功能要求说明包括: 开发人机接口的功能要求以便说明运行概念; 根据功能、任务、人员配备和资格分析得到的工作人员的功能和任务; 以及人对安全、舒适的工作环境方面的要求。确定不同类型人机接口的要求, 如报警、显示器、控制器等。

5.8.2.4 人机接口概念设计 (初步设计)

(1) 把功能要求说明作为人机接口设计输入的初始资源。

功能要求包括: 满足故障准则、多样性准则、电气隔离准则和其他适用准则的要求; 确定有关进入控制、冗余性、独立性、标识及测试能力的要求; 系统输入和输出的要求; 系统的安全分级; 适用的质量保证、可靠性目标; 环境鉴定要求。在人机接口资源的功能要求中还包括要求其支持的操纵员决策模式中认知活动的说明。

(2) 选择适当的方法评价采用的功能要求说明技术以便: 支持概念设计过程与先进的人机接口技术相结合; 保证设计的技术可行性; 帮助平衡人员的行为与相关的人机接口技术。

(3) 选择评估人机接口功能要求的方法, 评估的方法可能包括运行经验和文献分析、工程评价和试验等。

(4) 对可用的概念设计方法进行评估, 以便确定一种方法来进行下一步的设计。

(5) 对于在人机接口概念设计中确定的部件, 需要规定其人机接口设计的性能要求。

5.8.2.5 人机接口的详细设计和集成 (施工设计)

(1) 开发具体的人因工程设计准则。这些设计准则主要在人机接口特性、布置和环境设计中应用。设计准则的内容来自: 通用的人因工程准则在特定场合的应用; 根据设计有关的分析和经验专门开发的准则。设计准则的内容包括: 人机接口的形式、功能、运行, 以及与人的行为有关的环境特性等。设计准则应尽可能向设计者和评估者提供明确的指导, 可以采用具体的、易于观察的术语来表达, 以及通过带有图例、图形和表格的辅助文本来表示。设计准则还必须包括一套程序, 以确定在何处和如何利用这些设计准则。

(2) 人机接口的详细设计在支持工作人员监测和控制电厂的同时, 应考虑尽量降低对工作人员的要求。NUREG-0700 描述了具体的人机接口设计准则, 可作为设计的参考。

(3) 对于风险重要的任务, 设计应尽可能减小错误出现的概率, 并在错误发生时尽可能增加其被发现概率。

(4) 无论是主控制室还是就地控制的监测和控制功能要求, 都要考虑下列因素: 通信、协调和负荷; 反馈; 就地环境; 检查、试验和维修; 安全重要性。

(5) 控制台、盘和工作站内人机接口设备的布置应考虑: 操纵员任务的分析 (工作分析); 系统化的布置策略, 例如按重要性、使用频率和使用顺序排列。

(6) 考虑在整个值班期间因人员疲劳而导致的工作质量下降。

(7) 确保人机接口特性在全部环境条件下都可以支持人的行为。对于主控制室, 人机接口特性要求包括失去照明、失去通风和主控制室撤离等事件; 对于远距离停堆设施和就地控制站, 特性要求包括由周围环境 (如噪声、温度、污染) 和防护 (若有必要) 提出的制约。

(8) 确保人机接口设计支持电厂设备和人机接口的检查、维护、试验和维修。确保人机接口的检查、维护、试验和维修活动不影响其他电厂控制活动 (如维修的标签不妨碍操纵员监视电厂指示仪表)。

5.8.2.6 工程试验和评估

在整个人机接口设计过程期间都要进行工程试验和评估, 并且要反复进行。试验方法包括: 权衡评估、基于性能的试验等。

(1) 权衡评估。

选择和定义对完成任务十分重要的人的行为, 使得在选择设计方法时能够对人的行为的不同影响权衡考虑。选择时要考虑以下因素: 工作人员任务要求、人的行为能力和局限、人机接口的性能要求、检查和试验要求、维修要求、成熟技术的使用和以前的运行经验。

(2) 基于性能的试验。

首先确定试验目标, 然后根据试验目标确定一般的试验方法, 并选择合适的试验装置。试验方法要仔细地规定特殊的设计特性。如果该特性在试验中要改变, 对试验条件之间的差异应作详细规定。试验装置的选择应基于试验假设和设计成熟性提出的要求。试验过程中, 观测性能的方法应避免或尽量减少偏见、混乱和误差 (噪声)。试验结束, 利用已确定的技术对试验数据进行分析。最后, 针对问题, 开发相应的设计解决方法, 以便解决人机接口详细设计的试验和评估期间确定的问题。性能试验要考虑下列因素: 确定测量的特性、选择并标识描述测量性能的变量和开发性能准则。

5.8.3 实施过程

人机接口设计分两个阶段: 初步设计和施工设计。

5.8.3.1 初步设计

(1) 在功能要求分析和功能分配、任务分析、人员配

备、运行经验审评、人的可靠性分析的基础上编制运行和控制中心的系统说明书、主要设备规范书、初步安全分析报告和厂房总体布置等文件和图册。

(2) 确定人机接口设计一般的人因工程设计导则。

(3) 建造 Mockup, 进行人机接口的人因工程评估。

(4) 工程(概念)试验: 建立概念试验平台、原理样机等, 进行软、硬件开发和试验。

5.8.3.2 施工设计

在初步设计和审评的基础上开发具体的人因工程设计导则, 开展人机接口的施工设计, 最终完成设备布置、控制盘台和 workstation 设计、大屏幕画面设计和屏幕显示单元画面设计、计算机化规程开发等, 并完成最终安全分析报告。

5.9 规程开发

5.9.1 目标

规程在运行人员与电厂系统和他们响应电厂有关事件的交互作用中起了十分重要的支持和指导作用。规程开发的目标就是向电厂人员提供符合人因工程原则和其他设计要求的、技术上正确的、全面的、明确的、易于使用的、经过确认的规程。

5.9.2 范围和内容

(1) 规程开发的依据包括: NUREG-0800 第 13.5 节; 电厂设计基准; 系统的技术要求和规格书; 任务分析的结果; 在 HRA/PSA 中确定的风险重要的任务; 设计基准考虑的始发事件; 一般的技术导则等。

(2) 规程的范围包括: 管理规程, 电厂一般的运行规程, 安全系统启动、运行和停运规程, 异常和报警状态的规程, 应急规程, 放射性控制规程, 设备测试和试验规程, 维修规程, 化学和放射化学控制规程等。

(3) 规程的内容包括: 标题和定义信息(如数量、版本和日期等)、适用性和目的、先决条件、预防措施(包括注意、警告和注释等)、重要的任务、限制和操作、验收准则、结果检查清单、参考资料等。

(4) 开发规程保存和更新的大纲, 确保对规程的有效管理。在规程改进时要充分考虑对所有规程的影响, 尤其要注意不能跟其他规程或者该规程的其他部分互相冲突。

(5) 计算机化规程: 先进控制室的一个显著特征就是采用计算机化的规程系统。计算机化规程系统能够用于所有类型的规程, 包括正常运行规程、异常运行规程和应急运行规程等。它将显示当前执行的规程情况、当前步骤相关的参数和设备等, 同时也显示上一步的规程和下一步可供选择的规程, 极大地减轻了操纵员记忆规程的负担, 帮助他们更好地完成任务。计算机化规程系统在使用过程中可能会发生故障或出错, 而电厂运行又不允许等到系统修复后, 因此, 必须设置计算机化规程系统的后备手段, 如配备纸质的规程文档。

5.9.3 实施过程

规程开发将体现人因工程原则和准则, 以便开发技术上正确的、全面的、明确的、易于使用的、经过确认的规程。由于规程是人机接口设计的一个重要部分, 它们将遵循与人机接口其他部分同样的分析和设计过程, 并采用同样的评估过程。规程开发的过程将与入因工程设计过程的其余部分相结合。所有的规程都通过 V&V 进行评估。

5.10 培训大纲开发

5.10.1 目标

电厂工作人员的培训是确保核电站安全和可靠运行的一

个重要因素。培训大纲开发的目标就是要提供一套系统化的方法来实施电厂人员的培训。

5.10.2 范围和内容

(1) 培训开发的依据包括: 10 CFR 50.120、10 CFR 52.78、10 CFR 55.4、NUREG-0800 第 13.2 节、NUREG-0711 等。

(2) 培训的范围包括: 需要培训的人员包括所有的运行人员, 不管是有执照的还是没有执照的; 所有的电厂工况和具体的运行活动; 所有相关的人机接口, 如主控制室的、辅助控制室的和就地控制室的。

(3) 培训的组织: 培训主要由业主组织实施, 其职责包括开发培训目标、培训要求、培训材料、培训大纲的实施等活动。设计方负责开发培训的信息源、培训的输入等。

(4) 培训目标的确定: 培训目标首先来自于电厂设计对人员行为要求的分析, 分析的内容至少包括: 执照申请的支持材料(最终安全分析报告、事故分析报告、系统说明书等), 运行经验评审, 功能要求分析和分配, 人的可靠性分析, 人机接口设计, 电厂规程, V&V 等。其次, 培训目标也来自于人员工作岗位对知识和技能的要求。

(5) 培训大纲的内容包括: 教材和仿真机的使用, 不同岗位培训的具体目标, 在培训中使用的具体的电厂工况和本, 培训的时间顺序和培训节点的计划安排等。

(6) 培训效果评价和改进: 选择适当的评价方法对受训人员对培训目标的掌握程度进行评估。评价方法包括在仿真机练习或者岗位操作时对人员的行为进行书面和口头的测试。

(7) 定期再培训。

5.11 人因验证和确认(V&V)

5.11.1 目标

V&V 的目标就是全面地审查人机接口设计, 保证其符合人因工程原则; 并且确保电厂工作人员成功地完成其任务以达到电厂安全和其他运行目标。

5.11.2 范围和内容

V&V 包括四个主要的活动: 运行工况取样、设计验证、集成系统的确认和人因工程不符合项(HED)的解决。图 5.5-5 说明了 V&V 主要活动的实施关系。

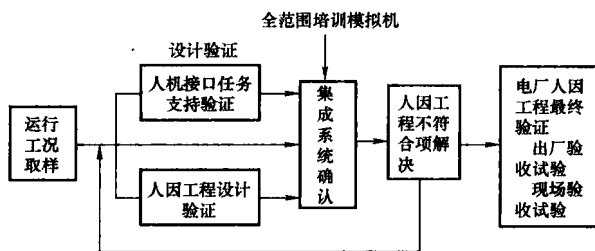


图 5.5-5 V&V 活动概况

5.11.3 运行工况取样

因为新的电厂设计或人机接口的重大改进可能包含数百数千个单独的人机接口部件, 因此利用运行工况来审查人机接口是十分重要的。在设计阶段对全部的运行工况进行审查既不现实也没有必要, 因此可以采用适当的取样策略来选择有代表性的工况。

5.11.3.1 目标

运行工况取样的目标是保证确定的样本: 代表了电厂运行期间可能遇到的事件范围; 反映了对系统性能变化有影响的特性; 考虑了人机接口部件的安全重要性。

5.11.3.2 取样范围

运行工况取样的范围包括以下电厂工况、人员任务和已知的影响人员行为的状态因素论述的所有内容。

(1) 电厂工况至少包括：正常运行事件，包括电厂启动、电厂停堆或换料、运行功率变化；故障事件，如现场仪表故障、人机接口故障等；瞬态和事故，如汽轮机跳闸、失去厂外电源、安全阀和卸压阀瞬态、主蒸汽管道破裂、功率期间控制棒落棒、未能紧急停堆的预期瞬态、各种尺寸的破口事故和主控制室不可用等；由 PSA 确定的合理的、风险重要的超设计基准事故；实现电厂安全功能的设备的运行，以及与电厂其他系统互相关联的程度。

(2) 人员任务包括：风险重要的任务；运行经验评审确定的困难任务；规程确定的任务范围；基于知识的任务，这类任务未通过规程详细定义，需要由人依靠自身的知识来进行判断、决策；人的智力活动，包括诊断和监测（如关键安全功能监测）、状态评估、响应计划、响应实施、反馈等；人的相互作用，包括主控制室（MCR）操纵员之间、MCR 操纵员和辅助操纵员、MCR 操纵员和支持中心（如技术支援中心、应急控制中心等）、MCR 操纵员与电厂管理、核管理当局和其他厂外组织等；高频率的操作任务。

(3) 已知的影响人员行为的状态因素：运行上有困难的任务；易导致人的错误的状态；高工作负荷的状态；工作负荷突然变化的状态；疲劳和轮班一天的因素；环境因素。

5.11.3.3 脚本（scenarios）定义

取样的结果应结合起来以便确定一组脚本来指导后续的分析。给定的脚本可以包括由运行工况取样确定的多种特性。定义脚本时，不允许出现有下列倾向的脚本：预期只有正面输出的脚本；管理上比较容易用于集成系统确认的脚本；熟悉的并且精心组织的用于集成系统确认的脚本。

5.11.4 设计验证

设计验证分为两类：人机接口任务支持验证和人因工程设计验证。人机接口任务支持验证用于检验人机接口是否支持由任务分析规定的对工作人员的任务要求。人因工程不符合项（HED）定义为：人机接口不能充分支持工作人员的任务；现有的人机接口部件可能不是支持人员任务所必需的。人因工程设计验证用于检验人机接口的设计是否适应人因工程导则（如 NUREG-0700 中提供的导则）中反映的人的能力和局限。如果设计与人因工程导则不一致，就可确定为 HED。

5.11.4.1 人机接口清单和特性描述

(1) 目标。准确地描述人机接口设计规定范围内所有人机接口的显示、控制和相关设备。

(2) 清单范围。人机接口清单包括与人员任务有关的所有人机接口部件。

(3) 特性描述。人机接口部件的特性至少包括以下信息：唯一的标识编码或名称；有关的电厂系统和子系统；有关人的功能和子功能；人机接口部件的类型，包括基于计算机的控制器（如触摸屏、鼠标和键盘输入等），硬接线控制器（如 J 形手柄控制器、按钮和自动控制器等），基于计算机的显示，硬接线显示（如刻度盘、指示表和记录仪等）；显示特性和功能度，如电厂变量/参数、测量单位、变量/参数的准确度、显示的精度、动态响应和显示格式（棒图和趋势图）等；控制特性和功能度，如控制模式的编号和类型、准确度、精度、动态响应和控制方式等；用户系统交互作用和对话类型，如导航帮助和菜单等；数据管理系统的位置，如信息显示屏幕的标识编码等；人机接口的物理位置，如控制

制屏的剖面。

(4) 信息来源。包括设备清单、设计说明书和图纸等。

5.11.4.2 人机接口任务支持验证

(1) 目标。验证人机接口提供了人员任务所需的所有报警、信息和控制能力。

(2) 准则。任务支持验证的准则来源于在选定的运行工况中完成人员任务时对人机接口要求的任务分析。

(3) 一般的方法。把人机接口及其特性与任务分析中的人员任务要求逐一进行比较，确定 HED，并在设计的适当阶段进行改进。

(4) 任务要求不符合。完成任务所需的人机接口（如要求的控制器或显示）不可获得；人机接口特性与人员任务的要求不匹配，如一个显示器显示了要求的电厂参数，但量程和精度不满足任务的要求。

(5) 不必要的人机接口部件。在人机接口中已经存在但在任何任务中都不需要的人机接口部件。验证人机接口是否真正必要具有非常重要的作用，因为不必要的人机接口会产生混乱，并可能干扰操纵员选择需要的人机接口。

5.11.4.3 人因工程设计验证

(1) 目标。验证人机接口的特性及其使用的环境符合人因工程导则。

(2) 准则。人因工程设计验证的准则称为人因工程导则。导则的选择不仅仅取决于相关人机接口部件的特性，还取决于是否已开发了设计导则。

(3) 一般的方法。将人机接口部件的特性与人因工程导则进行比较。不同的导则适用于不同的性能。单个导则可用于很多相同的人机接口部件，同一人机接口部件的不同特性又可能需要不同的导则。为了简化导则的应用，可以根据人机接口的下列特性来进行验证：

1) 总体性能——与人机接口的配置和环境方面有关的性能，如 MCR 布置、通用工作站的配置、照明、噪声、加热和通风。这些方面的审评，倾向于只作 1 次评估。

2) 标准化的性能——设计时应用了适用于各个控制器和显示器的人因工程导则（如显示屏的组织、显示格式的惯例和编码的惯例）的性能。

3) 具体性能——人机接口中没有使用通用的人因工程导则来说明的那些性能。

5.11.5 集成系统确认

集成系统确认试验是一种基于性能的试验，目的在于对集成系统的设计进行评估，以便确定它是否令人满意地支持核电厂的安全运行。这项工作必须在解决了设计验证过程中确定的重要的 HED 后才能着手进行，因为这些不符合项对性能产生的负面作用会影响最终的确认结果。

5.11.5.1 试验目标

集成系统确认试验的目标包括：确认电厂工作人员的角色；确认班组的人员配备、分配给班组人员的任务以及班组的协调是可以接受的；确认设计提供了足够的在正常电厂功率变化、瞬态、设计基准事件和选定的超设计基准事件下，完成人的功能所需的报警、信息、控制和反馈能力；确认特定的人员任务能在规定的时间和性能准则内完成；确认人机界面尽可能减少了操纵员的错误，并在错误发生时提供了错误的探测和纠正能力；确认班组人员在完成他们的任务中能在人机接口和规程之间有效地过渡；确认集成系统的性能能够承受单个人机接口性能的故障。

5.11.5.2 试验装置

试验装置是用于对人机接口进行确认评估的工具。可以

利用美国国家标准“操纵员培训使用的核电厂仿真机”(ANSI/ANS3.5—1998)作为指导来确定集成系统确认试验的装置。试验装置必须具备以下特点:

(1) 完整性——试验装置应充分完整地代表集成的系统。

(2) 物理的逼真度——人机接口和规程应呈现高度的物理逼真度,包括报警、显示、控制、工作帮助、规程、通信、人机接口管理工具、布置和空间关系等。

(3) 功能的逼真度——人机接口和规程应呈现高度的功能逼真度。

(4) 环境的逼真度——充分反映预期的照明、噪声、温度和湿度等特性。

(5) 数据完整性的逼真度——提供给工作人员的信息和数据能够完整地显示该设施所监测和控制的电厂系统。

(6) 数据内容的逼真度——呈现的信息和控制器能够正确反映参考电厂的基础模型,并与即将真实呈现的信息准确相符。

5.11.5.3 电厂工作人员

试验参加者是与人机接口有相互作用的实际工作人员而不是其他人员,是持证的操纵员而不是培训人员。为了适当考虑人的差异,需要对参加者进行取样。样本要反映电厂工作人员整体的人群特性,考虑的因素有:是否持有执照和具备资格,熟练性/经验,年龄等。

5.11.5.4 脚本定义

为进行确认试验而对选择的运行工况进一步开发,使它们能在仿真机上实施的过程就是脚本的开发过程。脚本要有合适的任务逼真度,使得在试验中可以观测现实任务的执行,试验结果可以推广到真实的电厂运行过程。评估远离主控制室运行有关的性能时,要实际地模拟可能的苛刻环境对班组成员的影响,如高放射性区域对人员穿着防护衣和进入的要求。一般来讲,脚本至少应严格定义下列信息:脚本说明以及脚本开始之前合适的电厂状态;特定的初始条件;事件出现及其初始条件;工作空间因素;任务支持要求;培训要求;通信要求;何时以及如何收集和储存数据;终止该情况的特定准则。

5.11.5.5 性能测试

(1) 性能测试活动必须具备下列特点:

1) 有效性——正确地呈现被测对象的性能。

2) 诊断性——方便地确定性能可接受或者不可接受的原因。

3) 公正性——毫无偏倚地反映好的和差的性能。

4) 客观性——基于容易观测的客观现象。

5) 可靠性——可以重复进行测试,并且在相同的环境下用完全相同的方法测试同一性能将得到相同的结果。

6) 分辨性——恰当地反映性能的水平,保证提供足够详细的描述以进行更深入的分析。

7) 灵敏性——测试的范围和频率与需要评价的性能相适应。

8) 简单性——执行、通信等方面的要求是简单易行的。

9) 不干扰性——不会明显地改变被测对象的心理和物理过程。

(2) 性能准则。

建立性能测试的准则,以便评价设计的性能是否可以接受的。不同性能的准则,要依据对应的标准、规范和设计基准要求来制定,如基于计算机的人机接口的性能准则可以参照 NUREG—0700 制定。

(3) 性能测试的范围。

性能测试包括:电厂性能测试、人员任务测试、状态认识测试、心理负荷测试、人体测量学/生理因素测试。

5.11.5.6 试验设计

试验设计包括以下五个方面的工作:

(1) 班组人员与脚本的结合。

脚本分配:脚本的重要特性需要在班组成员范围内权衡和分配,不推荐将脚本随机分配给班组成员,利用随机分配来控制偏差只有在班组成员数量很多时才有效。另一方面,应尽量向每个班组提供相似的和代表性的脚本。

脚本排序:仔细权衡确定脚本的顺序,以确保同一类型的脚本不以同样的方式出现,如不能总是把简单的脚本放到前面。

(2) 试验程序。

试验程序需要确定以下内容:哪些班组使用哪些脚本,以及脚本出现的顺序;命令试验参与者的详细的、标准化的指令;特定脚本的专门准则,如什么时候开始或者停止脚本试验等;在脚本试验期间,供试验人员使用的响应程序文本;在仿真机和试验出现困难时,何时以及如何与试验参与者进行交互作用的指导;何时以及如何收集并储存数据的指令,记录数据的方式有仿真计算机、特殊的数据收集装置、录像机、试验人员等;编制文件的程序,即如何标识和保存试验过程产生的文件。

(3) 试验管理人员的培训。

培训的重点集中在:试验程序的重要性和使用;对试验过程产生的问题进行书面记录的重要性。

(4) 试验参与者的培训。

使用与电厂实际情况尽可能类似的内容对试验参与者进行培训。培训内容应尽可能全面,而不能仅限于将要在确认试验中使用的脚本。最终的培训效果要求试验参与者可以代表经验丰富的电厂工作人员,并且在各种情况下始终有与其技能相符的稳定表现。

(5) 预先试验。

在集成系统确认试验之前,进行预先试验,以便评价试验设计、性能测量和数据收集方法的完整性。如果可能,预先试验的参与者尽量不再参加集成系统确认试验。如果必须参加,那么必须保证在确认试验中使用另外的脚本,以避免由于参与者熟悉该试验而使试验产生倾向性偏差。

5.11.5.7 数据分析和说明

确认试验结束,通过定量和定性的方法对数据进行分析,说明观测的性能数据和确定的性能准则之间的关系。如果性能不满足其测量准则,则利用 HED 评估过程对结果进行评估。必须对数据分析进行独立验证,以保证分析的正确性。

5.11.5.8 结论

试验完成,将所有已认可的性能以及其统计和逻辑依据详细记录,形成文件;将不满足性能准则要求的性能纳入 HED,并在适当阶段解决。

5.11.6 HED 的解决

(1) 目标。

HED 的解决是一种评估活动,它将确保 V&V 小组出色地评估和解决之前已经确定的 HED。在 HED 的解决过程中,要保证达到以下三个目标:对 HED 进行评估以确定其纠正需要,并根据重要性对 HED 分级排序;开发 HED 的设计解决方案和实施进度表;验证 HED 的解决方案在实施过程中正确地解决了 HED。

(2) 证明 HED 的可接受性。

在集成系统的设计中有些不符合是可以接受的。如果根据最新的文献或者目前实践的分析、设计工程的数据和评估等,有充分的理由证明这种偏离是可以接受的,那么这些不符合就不能作为 HED 来处理。

(3) HED 分析。

HED 的评价分析活动包括下列内容:

1) 评价跟某一个电厂系统有关的所有的 HED 对该系统的潜在影响。

2) HED 分析的范围包括:总体性能的 HED、标准化性能的 HED、具体性能的 HED、其他 HED。

3) 分析单个人机接口和规程的 HED,确定这些 HED 对电厂安全和人员行为可能的影响。这些影响可根据与特定部件有关的电厂系统的安全重要性来确定。

4) 分析单个工作人员功能的 HED。确定这些 HED 的可能影响时,可以根据人的功能对电厂安全的重要性及它们对人的行为的累积效应来确定。

(4) HED 的优先排序。

1) 优先级 1 的 HED 具有直接的安全后果和间接的或潜在的安全后果。具有重大安全后果的 HED 会影响人的行为,其后果可能将电厂安全裕度降低到可接受的水平以下,如违反技术规格书的安全限值、运行限值或运行限制条件等。优先级 1 的 HED 包括违反与电厂安全有关的人员任务的信息要求或人因工程原则,具体如下:人员任务要求但人机接口并未提供;不满足所有的人员信息要求(如显示的信息不具有合适的量程和精度);违反人因工程原则,这极有可能会阻止工作人员执行其任务。

2) 优先级 2 的 HED 不具有重大的安全后果,但是对电厂性能/可运行性、非安全有关的人的行为/效率或者影响电厂可运行性的其他因素具有潜在的后果。优先级 2 的 HED 包括违反与电厂生产率、可用率和投资保护有关的人员任务的信息要求和人因工程原则。

3) 其余的 HED 与第 1 和第 2 优先级无关。这些 HED 的解决不是核安全当局关注的问题,可以根据设计者或业主的判断解决。

(5) HED 评估文件。

每个 HED 的评估文件包括:评估的类型(纠正的优先级)、有关的电厂系统、有关的人员功能和有关的人机接口或规程。文件还应清楚地说明该 HED 不予考虑还是确定为要求设计改进,并说明这一决定的依据。

(6) 开发设计解决方案。

(7) 评价设计解决方案。

(8) 设计改进(设计解决方案实施)。

5.12 设计实现

设计实现的目标是验证:电厂的改进考虑了对人员行为的影响,并且为电厂安全运行提供了必需的支持;最终建造的设计与按照人因工程设计过程得到的经过 V&V 的设计一致。

设计实现涉及电厂改造的实现和新电厂设计的实现。

电厂改造的实现比较复杂。电厂改造能以各种方式影响工作人员,系统和部件的改变会影响工作人员的工作和完成其任务的途径,甚至会引起人机接口、规程和培训等的改变。即使电厂系统和部件没有改变,改造也会涉及电厂的人因工程。本文阐述的先进控制室在国内是一种全新的设计概念,不是局部的改进。

对于新电厂,相关的调试大纲、启动规程和试验大纲已经完整地规定了设计实现的详细内容和过程。调试和试验大纲由其他设计活动完成,启动规程由人因工程设计的规程开发活动完成,本节将不再对此进行论述。需要注意的是,设计实现是电厂最终的人因工程设计验证活动,包括出厂验收和现场验收试验。所有的未经过 V&V 的设计必须在设计实现时进行最后的验证;最终建造的所有人机接口、规程和培训必须与详细设计进行对比,确保此时的设计与按照人因工程设计过程得到的经过 V&V 的设计是一致的;在问题跟踪系统中记录的所有问题必须进行充分的验证。

5.13 人的行为监测

人的行为监测活动的目标是:采用适当的策略对电厂工作人员的行为进行监测,确保电厂的变化不会导致其安全性降低,并且保证对人因工程设计的评估结论一直有效。

人的行为监测活动作为人因工程的一个重要组成要素,将在电厂投入运行后由运行方负责实施。它将对人员对人机接口的使用进行监测,随时关注人机接口、规程和培训对人的行为的影响,确保人机接口被有效使用,并保证人的行为在可以接受的范围之内。人的行为监测与先进控制室人因工程设计过程不是直接相关,因此本节不再赘述。

6 典型的运行和控制中心

运行和控制中心(OCS)提供电厂所需的人机接口资源,包括主控制室、技术支援中心、辅助控制室(应急控制室)、应急运行设施、就地控制室以及包括这些控制中心所需的工作站。

主控制室提供了一系列的先进的人机接口,包括大屏幕信息系统、软控制器和专用控制器、先进报警系统、电厂显示系统、计算机化操作规程系统、1E 级数据处理系统显示器(平板显示器 FDP)。其中,大屏幕信息显示系统、先进报警系统、电厂信息系统以及计算机化操作规程系统都是在数据显示和处理系统上执行的;而软控制器、专用控制器是用于电厂控制系统及保护和安全监测系统的;另外 1E 级数据处理系统是保护和安全监测系统的组成部分。本章以 AP1000 和 EPR 的运行和控制中心为例。

6.1 AP1000 的运行和控制中心系统

6.1.1 主控制室

6.1.1.1 主要功能

AP1000 主控制室的主要目标是实现核电厂在其所有运行和事故工况下安全与有效运行。其职能是提供一个抗震的、可居留的和舒适的场所供一定数量的人员监视和控制电厂过程,并且为控制室运行人员提供实现电厂运行目标所需的人机接口。此外,主控制室为控制室工作人员提供适宜的工作环境,以利于执行任务。另外,主控制室支持操纵员的决策过程以及为操纵员与其他电厂人员提供便捷的联系方式,并且能够防止被非电厂运行人员所干扰。最后,主控制室还为电厂运行人员和维修人员提供接口。主控制室内还提供在应急情况下容纳更多运行人员所需的运行环境,包括主控制室设备布置、操作站的数量和配置、温度湿度等。

在主控制室内执行的主要任务包括在正常、异常和应急工况下,监视、指导、管理和控制与热工水力和能量转换过程相关的电厂过程的各个方面。运行人员能够监视、指导、管理和控制电厂过程,对保护运行人员的健康和安全的而言,要求这些监视、指导、管理和控制必须是实时的。

6.1.1.2 配置

按结构分,主控制室可划分为主控制室区域、值班主任办公室、休息室、标记室等。

(1) 主控制室区域。

主控区域的职能是为操纵员有效地、可靠地监视和控制电厂提供必需的设施,其主要任务是在正常和紧急工况下提供确定电厂状态和执行必要的改变电厂状态所需的人机接口资源。主控区域提供提醒操纵员需要进一步查看的相关报警。电厂工艺参数显示允许操纵员检查电厂异常工况以及确定电厂状态。操纵员能够通过控制器执行相应的动作。电厂工艺参数显示和报警提供所执行动作的反馈信息,使得操纵员能够检查控制动作产生的效果。

主控区域包括反应堆操纵员操作站(核岛和常规岛)、机组长控制台、安全盘和大屏幕信息系统、多样化驱动系统控制台、辅助屏等,见图 5.5-6。

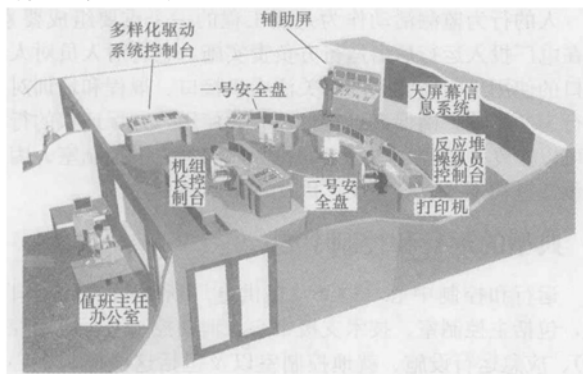


图 5.5-6 AP1000 主控制室

反应堆操纵员控制台由四个操纵员操作站组成,分别用于核岛和常规岛的控制。每个操纵员操作站设置两台平板显示器。反应堆操纵员操作站为电厂启动、停堆等提供所需的显示和控制。每个操纵员操作站可容纳一名操纵员。

机组长控制台设置两个操纵员操作站,其操作站的配置与反应堆操纵员控制台的操纵员操作站的配置完全相同,在某个反应堆操纵员控制台的操纵员操作站失效后,机组长控制台的操纵员操作站可完全替代失效的工作站,以维持电厂的正常运行控制。

操作站提供的人机接口包括:电厂信息系统显示、软控制显示(包括安全级和非安全级系统/设备)、先进报警系统显示、计算机化规程显示。此外,在反应堆操纵员控制台和机组长控制台上都装有与外界通信的设备。

主控制室区域内还设有安全盘,分别是一号安全盘和二号安全盘。一号安全盘上设置四台 1E 级 FDP,其中两台用于信息显示,两台用于软控制。一号安全盘上还装有必需的常规控制器。部分冗余的控制器还安装在二号安全盘上,另外,部分安装在二号安全盘上的部分常规控制器是作为一号安全盘上控制器的后备。两个安全盘均为安全级满足抗震 I 类的要求。所有这些安装在安全盘上的常规控制器都是用于反应堆停堆,依靠这些控制器能够满足缓解设计基准事故发展、建立并保持安全停堆所需的控制功能要求。安装在安全盘上的 1E 级的 FDP 提供 1E 级的信息显示以及 1E 级的设备级软控制功能。

另外,对于那些由于冷却剂压力边界破损需要控制反应堆到冷停堆状态的常规控制器,分别安装在一号安全盘和二号安全盘上,以满足冗余的要求。

多样化驱动系统(DAS)控制台上设置单独的手动驱动

反应堆停堆和选定的专设安全设施手动驱动控制器。控制台上还设置两台平板显示器,用于显示预先选定的电厂参数,DAS 控制台是非安全级的。DAS 控制台的运行选择开关设置在反应堆操纵员控制台上。

辅助屏上设置那些所需的且独立于非安全级软控制的系统的指示表 and 控制器,包括火灾防护、闭路电视等系统的人机接口。辅助屏为非安全级。

大屏幕信息系统提供电厂参数、系统状态和报警信息的动态显示,便于运行人员在紧凑的环境内工作。大屏幕信息系统由四块大屏幕组成,设置在主控制室的前部,便于操纵员和机组长查看。系统为非安全级,系统显示的信息包括电厂总貌显示、报警一览、关键电厂参数、操纵员选择的显示画面等。

(2) 标记室。

标记室为电厂维修人员和运行人员提供接口,采用系统化地、有组织地将设备的状态设置为旁通检修或是恢复运行。标记室设有一个操作站,配置两台平板显示器,操纵员可以监视系统的状态、主要设备以及正在维修的设备。

标记室内的操作站与实时数据网相连,系统设备的维修管理在标记室内的工作站上进行,同时,操纵员也可查看系统设备的维修状态。

6.1.1.3 环境要求

主控制室内的工作环境保证操纵员有效和舒适地执行他们的任务。主控制室的环境条件包括灯光、噪声、环境温度、放射性、空气质量、湿度等。

(1) 空调与通风。

非放射性通风系统功能要求:

- 1) 维持主控制室内轻微的正压,防止周边未被监测的空气渗入。
- 2) 在主控制室送风管道上检测到高气体放射性时,将正常的空气吸入切换到过滤器,过滤后送入主控制室。
- 3) 在主控制室送风管道上检测到浓烟时,切换到封闭循环通风。
- 4) 提供主控制室除烟功能。
- 5) 在任何情况下维持主控制室内温度在要求范围之内。
- 6) 维持主控制室内二氧化碳浓度在要求范围之内。
- 7) 主控制室的空调系统为安全系统辅助设施,应设置至少两套功能上独立的空调子系统,其电气设备为 1E 级。

(2) 音响环境。

主控制室内本底噪声不超过 60dB,回声限制在 1s 以下。在通风系统工作的情况下,AP1000 主控制室内本底噪声不超过 65dB。

(3) 照明。

主控制室照明系统的设计应满足电厂安全运行的要求。照明系统分为正常照明和应急照明。控制屏的照明应以安全屏的照明要求为准。采用间接照明、低眩光及可调节亮度。正常照明和应急照明均为非安全级,应急照明可由 UPS 提供 72h 的供电。

主控制室内提供足够照度的正常照明,避免眩光和反光,各工作区应提供独立可调节的照明。安全控制台的照度为 500lx,坐姿控制台的照度为 1000lx,VDU 显示器和大屏幕显示屏上的照度不大于 100lx,阅读书写区照度为 1000lx,检修区照度为 500lx。采用间接照明或漫射照明。照明光谱接近日光,不采用有颜色光的照明的电源(如钠灯和汞灯)。主控制室提供应急照明,正常照明故障时自动切换至应急照明,应急照明的照度不小于 100lx。

(4) 表面装饰。

提供的地毯、墙和天花板材料应是阻燃的、耐久的、不产生静电的，表面是吸音的，并易于维护。

6.1.1.4 防护措施

主控制室在设计基准事件范围内对下列事件提供防护措施。

(1) 防火。

主控制室内（如天棚和地板）只采用不燃或阻燃材料；主控制室内禁止引入大电流、高电压设备；采用阻燃电缆和导线；在主控制室内和控制台内安装火灾探测和报警装置，室内设置气体灭火设备，并在附近设置消防栓作备用。

(2) 放射性防护。

主控制室有足够的屏蔽，通风系统设置放射性探测器，可自动隔离和投入过滤器，并为操纵员配备一定数量的防毒面具；操纵员所受的照射为由审管部门决定的连续5年的年平均有效剂量不超过20mSv，任何一年中的有效剂量不超过50mSv。

(3) 地震防护。

主控制室构筑物的抗震类别为Ⅰ类；1E级的主控制室设备、空调系统和应急照明系统按相应的地震基准设计；主控制室内其他不必保持连续运行的器材和设备，在地震时和之后，其故障不伤害操纵员，不损害安全系统的功能。

(4) 飞射物防护。

主控制室提供了良好的飞射物防护措施。

(5) 保安措施。

主控制室主要入口处设置进入控制区。

6.1.2 技术支援中心

技术支援中心的功能是在应急工况下为主控制室运行人员提供技术支持。从技术支援中心到主控制室只需步行2min。

技术支援中心内设有现场技术支持所需的人机接口资源，包括获取电厂状态和信息、通信设备等。技术支援中心内配备四个操作站，每个操作站设置两台平板显示器，但这些操作站不具备任何控制功能。

6.1.3 辅助控制室

辅助控制室提供在运行人员从主控制室撤离后将电厂带人安全停堆所需的人机接口资源。辅助控制室内设置两个操作站，操作站的设置与主控制室操作站完全相同，且执行的功能也完全相同。辅助控制室为非安全级，不能抗震。

辅助控制室和主控制室设置切换开关，其中四个为安全级的切换开关，分别对应保护系统的四个通道。另外设置两个非安全级的切换开关，用于屏蔽主控制室内的DAS盘和电厂控制系统（PLS）的操作站。任何切换开关的动作都将在主控制室内触发报警。

对于安全级设备的控制，辅助控制室内的设置与主控制室内的设置完全相同。

6.1.4 应急运行设施

应急运行设施设置在厂外，提供应急的技术支持，同时也可获取电厂的状态和信息，设置一个操作站，同样不具备控制功能。

6.1.5 运行支援中心

运行支援中心是在应急工况下的集合地点，在此对除主控制室和技术支援中心外的相关人员进行任务分配。运行支援中心设有与主控制室和技术支援中心通信的设施，并且设有一个配备两台平板显示器的操作站，以获取电厂信息，同

样，此操作站不具备任何控制功能。

6.2 EPR的运行和控制中心

6.2.1 主控制室

主控制室在其可用的情况下为电厂的所有运行工况提供过程控制和运行监督。主控制室内设置与外界通信的，主控制室也是工艺设备维修管理的中心。EPR主控制室见图5.5-7。

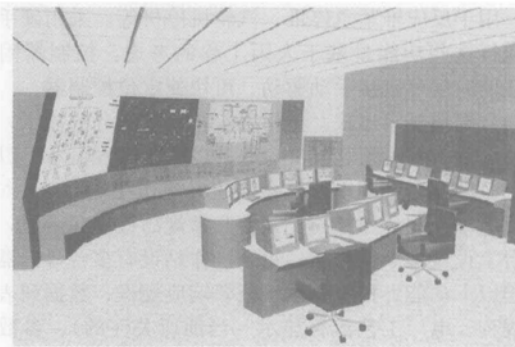


图 5.5-7 EPR 主控制室

主控制室的设置包括以下控制台、控制盘：

- (1) 电厂运行使用的基于过程信息和控制系统的控制台，能够容纳三个以上的操纵员。
- (2) 值班长控制台。
- (3) 安全工程师控制台和机组长控制台。
- (4) 安全信息和控制系统盘，在过程信息和控制系统工作站丧失时，其可进行电厂控制。
- (5) 电厂大屏幕，为操纵员提供电厂总貌的显示。
- (6) 火灾报警和控制台。
- (7) 通信控制台，包括内部通信和外部通信。
- (8) 临时运行人员工作区。
- (9) 查阅纸质文档的工作区。
- (10) 电厂停堆和调试期间供其他运行人员使用的工作区。

主控制室的设计中将上述的控制台、控制盘等进行最优化布置，主控制室布置的设计过程中必须考虑各种任务所需的工作区域、是否便于到达、通信手段及可视性等的要求。EPR主控制室的布置见图5.5-8。

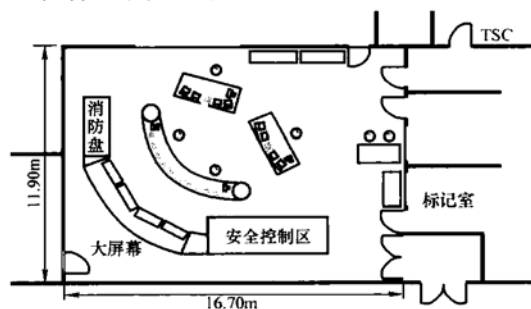


图 5.5-8 EPR 主控制室布置

6.2.1.1 基于过程信息和控制系统的工作站

控制台上的任何一个操作站都可对整个电厂进行控制。所有操纵员所需的过程信息和作出操作决策所需的信息都可查看。基于过程信息和控制系统的控制台具有以下特点：

- (1) 系统配置的操作站都完全相同。操作站的配置完全相同，任何一个操作站上都可获取同样的信息，但任何一个操作站的人机对话是各自独立的。任何一个操作站的故障不

会影响其他的操作站的正常工作。并且由于各操作站完全相同,单个任务可由几个操纵员可协调执行。

(2) 屏幕操作执行功能。执行基本控制和信息显示功能,如开关量和模拟量的显示、手动控制电厂的设备、报警显示、过程参数显示等;综合信息显示,如电气系统、仪控系统及其子系统的状态等;历史信息显示,如日志等;以及打印功能。

(3) 硬手操控制器。在控制台上还设置了部分硬手操控制器,用于反应堆紧急停堆、汽轮机停机等。采用硬手操控制器执行这些功能是基于人因工程的考虑:控制器固定可见、任何时候可直接手动驱动、可快速定位控制器。

(4) 屏幕显示形式。包括以工艺设备划分的显示,如压力容器、蒸汽发生器、凝汽器等;以工艺流程显示;以仪控设备划分的显示,即以仪控系统的配置分层显示。

反应堆控制台由核岛控制台和常规岛控制台组成,每个控制台上设置多个操作站,每个操作站设有多台显示器,分别承担以下功能:报警显示、报警响应规程、数据列表,或运行规程、电厂工艺流程显示(当前所关注的)、参数显示(当前所关注的)、其他显示或日志(备用)等。

每个控制台允许一台显示器发生故障而不影响运行。如果整个控制台发生故障,那么操纵员可通过辅助控制台或激活值班长控制台的操作功能来替换故障的控制台的功能。

基于过程信息和控制系统既可用于正常运行,同时也可用于事故后工况。当基于过程信息和控制系统发生故障时,通过对设在安全控制区的系统设备的控制将电厂带入安全停堆的状态。

6.2.1.2 值班长控制台

值班长控制台上显示的信息与操纵员操作站上的信息完全相同。值班长控制台上的控制功能被屏蔽,只有在特定情况下才可启用。值班长控制台可作为操纵员操作站的后备。

6.2.1.3 安全控制区

安全控制区设置安全信息显示和控制,在过程信息和控制系统失效后,可通过操作安全控制区上的设备将电厂带入安全状态。另外,在发生事故时,安全控制区上显示的信息可作为监视电厂状态的另一途径。

6.2.1.4 大屏幕

大屏幕显示电厂总的状态,包括一、二回路的综合信息,其显示画面由过程信息和控制系统处理。大屏幕信息显示能够将电厂状态的信息告知主控制室内所有运行人员,帮助运行小组更好地协作控制电厂运行。

6.2.2 辅助控制室

辅助控制室仅用来应对主控制室丧失的情况,不考虑其他故障、事故的叠加。辅助控制室可将电厂带入并维持在安全停堆状态。

辅助控制室设置了两名操纵员和一名值班长,但辅助控制室的空间要比主控制室要小。

另外,对辅助控制室还有一些特殊要求。

(1) 辅助控制室提供与主控制室相同的人机接口。

(2) 辅助控制室内设置了手动触发反应堆停堆的开关。

(3) 辅助控制室内的操作站是独立于主控制室的。

(4) 设置与主控制室相同的语音通信设施。

(5) 辅助控制室设置了电厂控制的主控制室/辅助控制室切换开关。

(6) 辅助控制室提供了火灾探测和灭火装置。

EPR的辅助控制室设置在主控制室的下方,处于另一个防火隔离区。

6.2.3 就地控制室

安装在就地控制室的控制器包括:硬接线控制盘(安装了按钮、指示表等)、从技术和经济性考虑而设置的计算机化的控制。

第6章 概率安全评价与严重事故分析

1 概述

1.1 发展概况

1.1.1 概率安全评价

自20世纪70年代概率安全评价(PSA或PRA)技术首次应用于核电厂安全分析以来,PSA技术在发现核电厂设计中的薄弱环节、提出有效方法降低核电厂严重事故风险等方面起着非常积极的作用;PSA方法是目前公认的定量分析核电厂严重事故风险的最佳方法。PSA方法作为传统确定论分析方法的重要补充,在国外已被普遍采用,其结果已被核工业界及安全管理部门所认同,PSA分析结果已成为评价核电厂安全性的重要指标。

核电发达国家,特别是美国经过PSA技术开发、技术推广,分析方法已趋于成熟,目前已进入技术应用阶段。PSA分析范围和方法不仅包括功率运行下内部事件,还包括外部事件以及停堆与低功率工况。PSA不仅成为有效的设计分析工具,而且也是有效的运行管理工具。美国从20世纪90年代以来相继发布了关于PSA在核电厂中的应用的政策声明、标准审查大纲和管理导则,进一步推进了PSA技术在改进核电厂安全决策及提高管理效率中的应用。世界上许多核电厂都已得益于PSA工作尤其是一级PSA工作的成果。

国内的PSA研究主要是针对内部事件的PSA研究及应用。上海核工程研究设计院、秦山核电厂和大亚湾核电厂均已完成了功率运行工况下的一级PSA,并将PSA分析结果用于核电厂设计改进以及运行管理中。我国国家核安全局最新颁发的核动力厂设计安全规定[HAF102(2004版)],明确要求必须对核动力厂设计进行安全分析,在分析中必须采用确定论和概率论分析方法,使得概率论分析在我国的核安全中由设计单位或核电厂业主自发进行的工作转变成了为满足核安全法规要求而必须进行的工作。

1.1.2 严重事故

核电厂由于规模较大,其工艺系统十分复杂,同时由于运行疲劳、人因失误、多重事件等原因,虽然核电厂设计中采用纵深防御的策略,但仍然存在发生事故的可能性,甚至可能发生严重事故。严重事故(SA)是指由于安全系统多重故障而引起的严重性超过设计基准事故,造成堆芯明显恶化并可能危及多重或所有用于防止放射性物质释放屏障完整性的事故工况。尽管核电厂发生严重事故的概率极低,但事故一旦发生,就有可能导致堆芯熔化,并造成放射性裂变产物的大量释放,这不仅威胁到安全壳的完整性,甚至对环境产生放射性污染。

严重事故研究主要包括严重事故现象学研究及严重事故对策研究两个方面,前者包括核电厂严重事故过程中物理化学现象的实验(机理)研究和理论模拟。自20世纪80年代以来,严重事故研究一直是核安全领域的重点课题。目前,国外严重事故研究已趋于成熟,并逐步从研究走向应用,特别是在新设计核电厂中的应用,已经取得不少成功的经验。

例如美国西屋公司设计的先进压水堆核电厂(AP600和AP1000),德法联合设计的欧洲压水堆核电厂(EPR)以及从俄罗斯引进的我国田湾核电厂,都在设计中考虑严重事故,并进行PSA评价,使得新设计的核电厂发生严重事故的可能性显著减少,核电厂抗御严重事故的能力显著增强。

国内对于核电厂严重事故研究方面,主要进行分析研究,即在引进国际上先进的严重事故分析计算机程序的基础上,对这些程序进行应用开发,并进行严重事故进程分析和缓解措施研究。以上海核工程研究设计院为主设计的恰希玛核电厂二期以及百万千瓦级压水堆核电厂(CNP1000)借鉴国外经验,在设计中采取了相应的严重事故预防和缓解措施,并进行PSA评价,提高其抗御严重事故的能力。随着国内核电界对严重事故的不断认识,我国国家核安全局于2004年4月颁布重新修订的《核动力厂设计安全规定》(HAF102)明确要求:必须采用工程判断和概率论相结合的方法来考虑严重事故序列,针对这些序列确定合理可行的预防或缓解措施,其目的仍然是最大限度地降低严重事故风险,提高核电厂的安全性和经济性。

1.2 目标与手段

1.2.1 PSA的目标与分析手段

核电厂的PSA是一种以概率论与数理统计为基础、采用演绎与归纳相结合的逻辑推理方法来定量评估核电厂严重事故发生频率及后果的技术。它通过对始发事件频率、核电厂的设计特点、运行实践经验、运行历史的影响、设备的可靠性、人员差错、堆芯熔化物理过程、放射性迁移对环境健康的影响等各种因素的尽可能真实的考虑,对核电厂进行综合性的安全评价,它将对核电厂安全程度进行定量的数值估计。

开展核电厂PSA的一般性目标是评价核电厂的安全水平,主要有三大方面的内容:

(1) 识别最有效的改进领域,包括:

- 1) 确定支配性事故序列。
- 2) 确定安全上重要的系统、部件和人员动作。
- 3) 评价重要的相关性。
- 4) 识别和评价新的安全问题。
- 5) 改进设计。
- 6) 确定核管理和安全研究的优先次序。
- 7) 分析严重事故。
- 8) 识别安全壳的主要失效模式,并确定相应的放射性核素的释放情况等。

(2) 与安全目标(明确的或隐含的)相比较,包括:

- 1) 与目标值比较。
 - 2) 与“可接受的”设计相比较。
 - 3) 与“可替代的”设计方案相比较等。
- (3) 帮助核电厂运行,包括:

- 1) 评估核电厂技术规格书和运行限制条件。
- 2) 为检查/试验活动确定优先性秩序。
- 3) 运行经验的评估。

4) 事故管理等。

对于核电站不同寿期,如早期设计阶段、最终设计阶段和投入运行阶段等,进行的 PSA 都能够达到上述一般性目标的任意组合,但特定目标和预计用途可以不同。

不同的目标与用途对 PSA 的范围和深度有不同的要求。PSA 的工作范围很广,PSA 一般可按 PSA 的深度级别、核电站的运行状态和始发事件的性质来分类。

(1) 按 PSA 的深度级别,分一级、二级、三级 PSA。

(2) 按电厂运行状态,分功率运行和低功率及停堆工况 PSA。

(3) 按始发事件性质,可分为内部事件与外部事件 PSA。

不同的组合决定了 PSA 的范围,如设计阶段的 PSA,一般先进行内部事件满功率运行状态下的一级 PSA,然后再逐步扩展。

核电站是一个由多个系统组成的复杂系统,对它的 PSA 分析,计算机程序是必不可少的分析工具。一级 PSA 的分析程序开发得较多,目前应用较普遍的有 RISKSPECTRUM、CAFTA、SAPHIRE 等,用于二级 PSA 事故进程事件树(或称安全壳事件树)分析的专用程序是 EVENTRE,而一级 PSA 分析程序 RISKSPECTRUM、CAFTA、SAPHIRE 等亦可用于简化的二级 PSA 安全壳事件树的定量化。PSTEVT 用于二级 PSA 序列归并,XSOR 用于二级 PSA 源项分析,PARTITION 用于二级 PSA 源项归并,LHS 用于 PSA 不确定性分析,MACCS 用于三级 PSA 后果分析,PRAMIS 用于三级 PSA 风险综合,RETRAN-02、RELAP/MOD3 等用于热工水力计算确定成功准则,MELCOR、RELAP/SCDAP、CONTAIN 等用于事故进程分析等。

1.2.2 SA 分析的目标与手段

核电站 SA 研究就是基于工程经验、国际经验和概率安全评价确定严重事故的分析序列,然后确定可行有效预防这些严重事故序列发生的措施和缓解其后果的措施,并进行相应的现象分析、措施有效性分析和其他支持性分析表明核电站有足够的严重事故预防能力和严重事故缓解能力。

SA 的预防措施确保:

(1) 反应堆堆芯、反应堆冷却剂系统及其辅助系统具有抵御事故的能力。

(2) 核电站具有防止始发事件进一步发展成为严重事故的能力。

SA 的缓解措施则需实现下述目标:

(1) 使严重事故挑战安全壳及其内部结构和内部设备的程度减至最低。

(2) 确保安全壳具有足够的能力在严重事故下维持其完整性。

严重事故分析不同于保守的设计基准事故的分析方法,而是采用实际的假设、最佳估算的分析模型和验收准则。

严重事故的研究主要包括严重事故现象学研究及严重事故对策研究两个方面,前者主要指严重事故过程中的试验(机理)研究和理论模拟,如美国的严重事故研究计划(SURC、ACE 等)、德国的 BETA、法国的 PHEBUS 以及日本的 ALPHA 等,研究对象包括燃料元件升温与熔化过程、氢气产生、裂变产物的迁移、熔融物和混凝土的相互作用、氢气燃烧以及蒸汽爆炸等。由于试验费用昂贵,因此在试验基础上开发出的计算机程序被广泛应用于严重事故现象学研究及严重事故对策研究。

通过实验研究、数值解析,各国开发了许多计算程序,主要可归纳成三大类程序:全范围综合系统程序(源项分析

程序)、详细的机理分析系统程序、单一现象程序。全范围系统程序(源项分析程序)一般耦合了热工水力学计算以及裂变产物释放和迁移计算,采取的模型相对比较简单,但涉及的过程全面。它们的功能主要是能完成分析严重事故现象全部进程,从初始事件开始,既可以向安全、稳定、可冷却的反应堆状态发展,也可以向安全壳结构失效最终导致裂变产物向环境释放的事故状态发展。全范围系统程序的主要目的是为概率安全评价(PSA)提供源项结果,能将压力容器的内外现象及热工水力与 FP 行为同时相连在一起分析。可计算的过程一般包括:堆芯熔化进程、裂变产物从元件释放到在压力容器及一回路管道内迁移、压力容器失效、熔融堆芯与混凝土相互作用、裂变产物在安全壳内迁移、安全壳载荷与安全壳行为等过程。典型的该类程序有: MELCOR、MAAP、STCP、THALES-2 与 ESCADRE 等。MELCOR 是由 USNRC 主持、SNL 开发的。MAAP 程序是 EPRI 主持、由 Fauske 开发的,其模型比 MELCOR 详细。它们是一种全范围、全综合的核电站事故模拟程序,在美国核电站的 IPEs 分析中已经被广泛地使用。

机理分析系统程序的模型比系统程序详细复杂,但一般不将所有过程用一个程序计算。它们用于详细分析某些范围内的严重事故现象过程与机理。可分为堆内过程、堆外过程、放射性迁移为目的的程序。典型的该类程序如 SCDAP/RELAP5(堆内过程)、CONTAIN(堆外过程)、VICTORIA(放射性迁移)、IMPACT(全部)等。SCDAP/RELAP5 为 NRC 开发的可以详细计算热工水力、堆芯熔化进程、压力容器失效堆芯损伤等热工水力的机理分析程序。CONTAIN 为 NRC 开发的可以计算燃料与混凝土相互作用、安全壳载荷、安全壳行为。VICTORIA 可以分析气体及微粒状的裂变产物的特性和迁移的机理分析程序。IMPACT 为日本 NUPEC 开发的包括全部过程的详细机理程序。

单一现象程序主要针对某个局部现象的分析程序,它比机理分析系统程序更详细,往往是高精度多维多相计算程序。典型的程序有 IFCI、TEXAS、PM-ALPHA/ESPROSE、ATHLET-CD、DEBRIS、ICARE、SIMMER、MC3D、REMOVAL、JASMINE、MAPLE、CORCON、CORDE、RALOC 等。

全范围综合系统程序、详细的机理分析系统程序与单一现象程序这三类程序是相辅相存的,前者计算量少,计算速度快,但一般需要由后者确定较精确的物理过程参数,它们一起组成了严重事故分析手段。

1.3 概率安全评价与严重事故的关系

PSA 通常用于定量评价严重事故风险,需要严重事故现象学分析作为基础;PSA 又为严重事故分析研究及事故管理指明方向。

1.4 本章的结构

本章结合先进压水堆核电站 PSA 的分析实例,从 PSA 和严重事故分析与对策两大部分来编写,其中第 2 节为 PSA,第 3 节为严重事故分析与对策。关于 PSA 部分的编写,按照 PSA 工作的一般流程(见图 5.6-1),首先介绍一级 PSA,分功率运行工况和低功率停堆工况。在这两种工况下,按内部事件和外部事件分析分别描述。然后介绍二级和三级 PSA。关于 SA 部分的编写,首先介绍 SA 现象,分压力容器内的现象和压力容器外的现象进行描述。然后,介绍 SA 的预防和 SA 缓解措施以及国际上严重事故预防与缓解措施现状。最后,介绍 SA 管理。

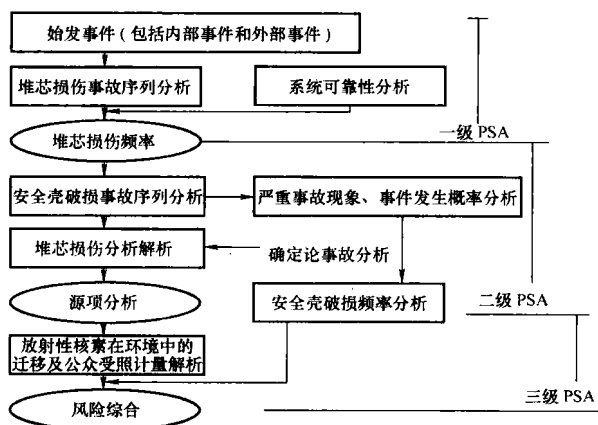


图 5.6-1 概率安全评价流程

2 核电厂概率安全评价

核电厂的 PSA 工作覆盖面很广，具体包括：PSA 目标、范围和管理计划的确定，方法的选择和程序的建立，PSA 人员的选择和工作队的组建，工作队的培训，PSA 项目进度计划的编制，所需经费的估算和保障，以及质量保证和同行专家审查程序的确定等。

2.1 功率运行工况下内部事件一级 PSA

一级 PSA 进行事故序列和电厂系统失效分析，以确定导致丧失堆芯结构完整性和燃料严重损坏（CD）的事故序列和定量化值。主要目的是发现核电厂设计中的薄弱环节，比较不同的设计方案，优化和改进设计、论证设计是否符合安全目标以及论证整个设计的平衡性。一级 PSA 的主要工作流程见图 5.6-2。

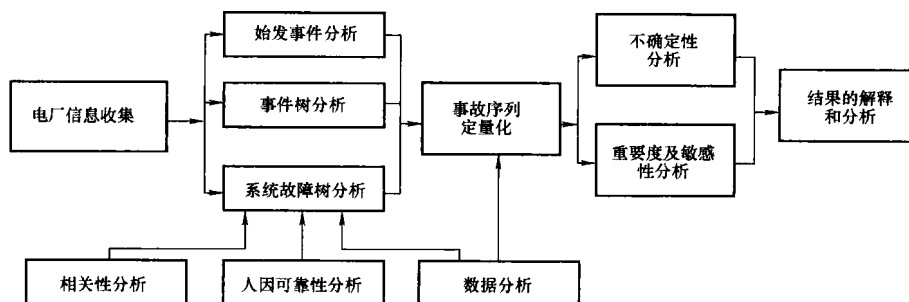


图 5.6-2 一级 PSA 的主要工作流程

2.1.1 始发事件分析

始发事件是指对核电厂正常运行会造成扰动并且为了防止堆芯损伤要求成功缓解的事件。

始发事件通常分为两大类：内部事件和灾害（内、外部）。内部事件包括电厂内的硬件失效或者由于人因失误等原因而造成的电厂硬件误动作。外部灾害（又称外部事件）包括地震、水灾、飓风和飞机撞击等。内部灾害包括内部水淹、火灾和飞射物。有两种情况需注意，电厂内部的水淹、火灾等虽然属于内部事件，但由于其分析方法与外部始发事件相类似，一般列入外部事件的分析范围；丧失厂外电源属于电厂外部事件，但其分析方法与内部始发事件相类似，根据一般 PSA 分析的惯例，通常将其列入内部事件分析范围。

始发事件分析是概率安全评价的第一要素，其目标是确定会导致堆芯损伤的所有事件，并对这些事件予以定量化。通常用如下方法：

（1）确定影响电厂的正常运行并需要成功的缓解措施以防止堆芯损伤的事件。

（2）根据便于有效地模拟电厂响应的缓解要求对始发事件进行分组。

（3）始发事件组的频率要量化。

下面将分节对这三方面予以详细介绍。

2.1.1.1 始发事件的确定

始发事件是事故序列的起始点。为防止遗漏重要的始发事件，确保核电厂概率安全评价的正确性，始发事件的确定应力求完整。

始发事件的确定，国际上一般采用以下四种方法：

（1）工程评估法：对核电厂的运行和安全所需系统及重要设备进行系统的评估，分析任何一种失效模式（运行失

效、误动作、断裂、坍塌等）是否会直接或同其他失效模式一起引起堆芯损伤。系统的部分失效虽然没有全部失效影响严重，但其发生频率高且其失效一般不易被发现，因此应予以重视。此外，共因失效也应予以关注。

（2）基于始发事件清单：以已有的始发事件清单作为始发事件分析的出发点，有助于得到一个较为完善的始发事件清单。

（3）运行经验：每个电厂都有自己的运行历史，结合电厂的运行经验，有助于对始发事件进行补充以及对始发事件的频率有一个客观的评价。

（4）主逻辑图：以堆芯损伤为顶事件，类似故障树那样按逻辑逐级展开，最终，底事件被展开成由始发事件所构成的逻辑图。

这几种选择始发事件的方法都是可行的，但每一种方法都有它的局限性。因为始发事件分析的目标是产生尽可能完整的始发事件清单，因而建议采用所有的方法，但以其中一种为主要方法、其他方法为辅的方式。在 ASME PRA-S 2001 中也说明，可以“用一个有组织的系统化的方法来确定始发事件。例如，某一个系统的方法可以采用主逻辑图、热量平衡故障树或失效模式及影响分析（FMEA）。通常也可以以现有的已知始发事件清单作为起始点”。

上海核工程研究设计院在进行恰希玛核电厂二期以及百万千瓦级压水堆核电厂（CNP1000）的 PSA 工作中，就综合采用了这四种方法来确定始发事件。以“基于始发事件清单”作为始发事件分析的主要方法。具体借鉴美国 NRC 的 PSA 开发经验，以其已有的始发事件清单为基础，根据工程经验和国内核电厂的有限的运行经验确定恰希玛核电厂二期及百万千瓦级核电厂的始发事件，并通过主逻辑图的演

绎推理完善始发事件清单，以保证始发事件清单的完整性，防止可能的遗漏。秦山一期核电厂及大亚湾核电厂在 PSA 工作中，也都以“基于始发事件清单”作为始发事件分析的主要方法，并结合其他三类方法以获得尽可能完整的始发事件清单。

表 5.6-1 给出了 NRC 1998 年发表的文献——NUREG/CR-5750 中所列的始发事件清单以作为示例。该文献收集和统计了 1987~1995 年美国核电厂的始发事件，并经过各种整理和分析处理，提供各个始发事件的频率。

表 5.6-1 参考始发事件清单

代号	始发事件、子始发事件	
B	丧失厂外电源	
	B1	丧失厂外电源
C	安全相关母线故障失电	
	C1	中压安全母线故障失电
	C2	低压安全母线故障失电
	C3	重要直流母线故障失电
D	丧失仪表压空	
	D1	丧失仪表压空
E	丧失安全相关冷却水	
	E1	丧失全部厂用水
	E2	丧失部分厂用水
F	蒸汽发生器传热管破裂	
	F1	蒸汽发生器传热管破裂
G	失水事故	
	G1	非常小破口失水事故
	G2	1 个安全阀卡开
	G3	主管道小破口失水事故
	G4	稳压器卸压阀卡开
	G5	2 个安全阀卡开
	G6	主管道中破口失水事故
	G7	主管道大破口失水事故
	G8	主泵轴封失水事故
K	超级管道破裂	
	K1	安全壳外主蒸汽管道破裂
	K2	主给水管道的破裂
	K3	安全壳内主蒸汽管道破裂
J	火灾	
	J1	火灾
L	丧失冷凝器热阱	
	L1	全部主蒸汽隔离阀误关
	L2	丧失凝汽器真空
	L3	汽轮机旁排不可用

续表

代号	始发事件、子始发事件	
N	界面系统失水事故	
	N1	界面系统失水事故
P	丧失全部给水流量	
	P1	丧失全部给水流量
Q	通用瞬态	
	QC4	重要仪表电源母线故障失电
	QC5	非安全相关母线故障失电
	QG10	主系统泄漏
	QG11	安全阀误动作
	QK4	蒸汽或给水管道的泄漏
	QL4	丧失非安全相关冷却水
	QL5	主蒸汽隔离阀部分关闭
	QL6	凝汽器泄漏
	QP2	部分丧失主给水
	QP3	丧失全部凝结水流量
	QP4	部分丧失凝结水流量
	QP5	主给水流量过增
	QR0	主系统高压
	QR1	主系统低压
	QR2	丧失主冷却剂流动
	QR3	反应性控制不平衡
	QR4	堆芯超功率
	QR5	汽轮机停车
	QR6	手动停堆
	QR7	其他停堆
	QR8	误停堆
	QR9	专设安全设施误动作
H	水淹	
	H1	水淹

在此始发事件清单的基础上，根据各系统的故障模式和影响分析（FMEA），发现并确定系统中各种部件的失效（或某种失效模式）或与其他失效模式一起会直接影响系统的运行，而且有可能会引起堆芯损伤的事件。之后，再根据国内核电厂的有限运行经验，校核始发事件的完整性。最后，使用主逻辑图方法进一步验证由参考清单、工程评估和运行经验所得到的始发事件清单的完整性。

图 5.6-3 给出了以堆芯损伤为顶事件，并按逻辑逐级展开的简单示意图。

AP1000 PRA 中，确定始发事件时也综合采用了上述方法。为确定 AP1000 PRA 中的始发事件清单，首先以 NUREG/CR-3862 报告中所列始发事件为基础，评价其对于 AP1000 的适用性；其次，评价以往 PSA 分析中已考虑过的始发事件的适用性以及 AP1000 电厂的特征；然后，判断因前沿系统或支持系统失效或误操作而产生的电厂特定始发事

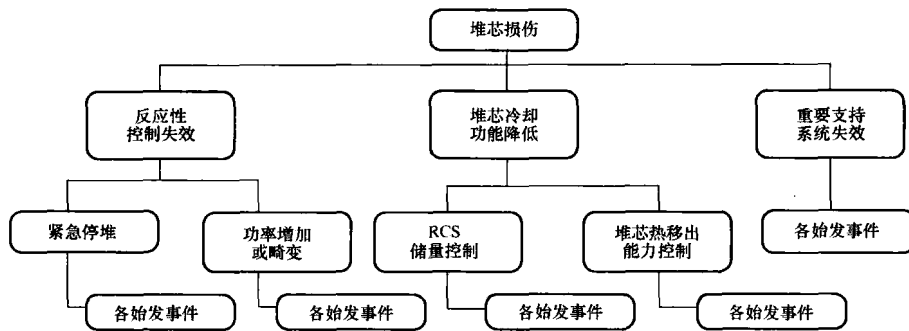


图 5.6-3 主逻辑示意

件清单。通过上述途径，得到一份较完备的始发事件，最后，使用主逻辑图对始发事件清单的完整性进行验证。由此可见，AP1000 PRA 分析中，确定始发事件清单时也基本遵循了 ASME PRA-S 2001 所建议的方法。

2.1.1.2 始发事件分组

为了便于事件序列分析和事件树展开中的事件序列的定义和减少故障树与事件树整体化及定量计算时的计算分析工作量，在保证能真实地反映核电厂实际堆芯损伤频率条件下，可将为避免堆芯损伤所要求响应的前沿系统和它们的成功准则相同的始发事件归并成一个始发事件组。始发事件（组）的形成对构造事件树有重要意义，它决定了事件树的数目，始发事件组中的代表性始发事件对事件树的构造起决定作用。

始发事件归并原则通常是：

(1) 当电厂（包括操纵员）响应、成功准则、允许响应时间（如更高要求，则还包括对电厂可运行性影响以及操纵员和相关缓解系统的性能）相类似时，将这些始发事件合并成一个始发事件组。

(2) 一些始发事件可归并到某一组，在“新”的始发事件组中以最不利工况的要求作为该组的包络条件。在此情况下，必须对所节省的工作量和所引进的保守性加以权衡。当始发事件对堆芯损伤频率的影响与该组中其他始发事件的影响相当或更小时，或者在论证该组并不会显著影响堆芯损伤频率时，这些始发事件可归并到该始发事件组。

需要注意的是，那些有明显不同的电厂响应或者会有更严重的潜在放射性释放可能（例如大量放射性早期释放频率 LERF）的组中的始发事件，应该从始发事件组中分开。这包括过大 LOCA、界面系统 LOCA、蒸汽发生器传热管破裂和安全壳外没有隔离的破裂。

由于 PSA 主要研究始发事件对堆芯损伤频率的贡献，因而有些始发事件由于其发生概率较低，或者经分析其发生后并综合系统的响应对堆芯损伤频率贡献同其他始发事件相比较是很小时，可不作建树分析。

AP1000 PRA 中也遵循上述始发事件归并原则，对其始发事件清单进行了分组。分组结果共分为丧失冷却剂事故、瞬态和未能紧急停堆瞬态三大类，共 26 个始发事件组。如下所述：

(1) 丧失冷却剂事故。

- 第 1 类：大破口失水事故。
- 第 2 类：自动降压系统误启动。
- 第 3 类：中破口失水事故。
- 第 4 类：反应堆补水箱管道破裂。
- 第 5 类：安全注射系统管道破裂。
- 第 6 类：小破口失水事故。
- 第 7 类：反应堆冷却剂系统泄漏。

第 8 类：非能动余热排出系统管道破裂。

第 9 类：蒸汽发生器传热管道破裂。

第 10 类：反应堆压力容器破损。

第 11 类：界面系统失水事故。

(2) 瞬态。

第 12 类：主给水可用的瞬态（误停堆/汽轮机停机）。

第 13 类：丧失反应堆冷却剂流量。

第 14 类：一台蒸汽发生器丧失主给水。

第 15 类：堆芯功率偏移。

第 16 类：丧失设备冷却水/重要厂用水。

第 17 类：所有蒸汽发生器丧失主给水。

第 18 类：丧失凝汽器。

第 19 类：丧失压缩空气。

第 20 类：丧失厂外电。

第 21 类：主蒸汽隔离阀下游主蒸汽管道断或主给水隔离阀上游主给水管断。

第 22 类：主蒸汽隔离阀上游主蒸汽管道断或主给水隔离阀下游主给水管断。

第 23 类：主蒸汽管道安全阀卡开。

(3) 未能紧急停堆瞬态。

第 24 类：主给水不可用 ATWS。

第 25 类：安注可用 ATWS。

第 26 类：主给水可用 ATWS。

2.1.1.3 始发事件频率

始发事件频率是计算堆芯损伤频率（CDF）的重要输入参数。通常来说，如果有足够的电厂数据可利用，应从电厂特有的数据来计算始发事件的频率。否则，可以采用通用数据。需说明的是，如果采用电厂特有数据，其第一年的商业运行数据可以排除，但要说明理由。

始发事件频率按一个堆年计算。特别情况下，对于功率运行时的序列，在始发事件分析中要考虑电厂的可用性，即由电厂功率运行的时间份额来计算其频率。要考虑电厂数据库中在事件发生期间以往电厂的可用性与现在或将来的电厂可用性之间的差别。

有些始发事件的频率可以用建立合适的故障树模型来估算。这些始发事件一般是支持系统失效的事件，并与电厂设计特征紧密相关。当故障树模型用于始发事件时，其目的是量化始发事件频率。因此，有必要修正所用的故障树计算方法，以使顶事件的量化产生一个失效频率而不是顶事件的概率。同时，还需要将始发事件的结果与通用数据源进行比较和分析以便对定性和定量的结果作一合理的核对。

2.1.2 事件树分析

事件序列分析的目的是为了确定核电厂对每个（组）始发事件的响应。为此，事件序列分析要确保在 CDF 评价中

反映了电厂系统和操纵员对始发事件的响应。具体包括：

(1) 在事件序列模型中恰当地包容会变更事件序列的各种操纵员动作和缓解系统响应。

(2) 在事件序列结构中反映电厂特定的相关性。

(3) 事件序列中采用的成功准则可用于支持独立功能的成败，提供任务时间以及操纵员动作的时间窗口。

(4) 最后清楚地定义事件序列的终态是堆芯损伤还是成功缓解。

2.1.2.1 事件树分析方法

当电厂对每个（组）始发事件的响应进行模化时就产生了事件序列。每个事件序列都以始发事件和缓解系统的成功与失效来表示。事件序列的模化方法通常有：①事件树（ET）方法；②原因后果图（CCD）方法；③事件序列图方法。其中事件树（与故障树相结合）方法是 IAEA 所颁发的 SAFETY SERIES No. 50-P-4 中推荐采用的模化方法。国内外大部分核电站及设计院在事件序列模化时都采用了这种方法。事件树本质上就是一种图解式模型，该模型根据缓解始发事件的需要，按顺序排列出一系列事件的响应。一棵事件树的各个事件（即题头），可以是所要求的安全功能、系统的投入、基本事件的发生或操纵员动作。

事件树还展示树内事件（即题头）之间的功能相关性。如果一个系统的失效会造成另一个系统不能成功地执行其功能就是相关性的实例，这种相关性可省略一些分支点。如果一个给定系统的失效不影响与事件序列相关联的核电站损伤状态，则同样也可省略一些分支点。

事件树的题头可按时间顺序排列，也可按原因顺序排列。按时间顺序排列意味着在事故过程中这些事件按时间先后依次发生。按原因顺序排列意味着事件树中事件的排序能使省略的分支点数目达到最大。

关于事件分解的级别，有两种基本的方法。即：

(1) 所谓小事件树/大故障树方法。在该方法中前沿系统和支持系统之间的相关性在事件树中不出现，即在事件树的题头中仅包含前沿系统，支持系统则在故障树中予以考虑。

(2) 所谓大事件树/小故障树方法。在该方法中前沿系统和支持系统之间的相关性在事件树中出现。

这两种分析方法在本质上是一样的，因而两种方法都可接受。一般而言，小事件树/大故障树方法更被广泛采用。

2.1.2.2 事件树分析步骤

进行事件树展开的首项任务是：对每个（组）始发事件，确定为防止堆芯损坏所需要执行的安全功能。根据初始总安全目标，在分层次的目标体系中采用演绎方法在所分解的不同级别上确定不同的安全功能。轻水堆一级 PSA 分析中所用的安全功能在表 5.6-2 中给出。安全功能确定后，可先展开以安全功能为题头的事件树，但并不是必需的。

表 5.6-2 轻水堆一级 PSA 分析所用安全功能

1	反应性控制
2	堆芯衰变热和显热排出
3	维持反应堆冷却剂压力边界完整性（压力控制）
4	维持反应堆冷却剂装量
5	维持安全壳完整性（隔离，超压保护）
6	从安全壳大气中去除放射性物质 ^①

① 只有进行 2、3 级 PSA 才在分析中考虑此种功能。

其次，对每种安全功能，应确定执行（单独执行或与其他系统一起执行）该安全功能的全部前沿系统，并加以分类。表 5.6-3 给出安全功能及相应的前沿系统的典型实例。如果有系统只在特定条件下才能执行安全功能，则需作说明。一

旦安全功能与相应的前沿系统的关系确定后，即可由上述的以安全功能为题头的事件树扩展为以前沿系统状态为题头的事件树，或者直接采用这些相关的前沿系统展开事件树。

表 5.6-3 安全功能及其相应的前沿系统

安全功能	前沿系统
反应性控制	反应堆保护系统 高压安注系统/化学和容积控制系统
堆芯衰变热和显热排出	功率转换系统 应急给水系统 高压安注系统和稳压器安全卸压阀 低压安注系统 余热排出系统
维持反应堆冷却剂压力边界完整性（压力控制）	稳压器安全卸压阀
维持反应堆冷却剂装量	高压安注系统 低压安注系统
维持安全壳完整性（隔离，超压保护）	安全壳喷淋系统 安全壳冷却系统
从安全壳大气中去除放射性物质 ^①	安全壳喷淋系统

① 只有进行 2、3 级 PSA 才在分析中考虑此种功能。

前沿系统与支持系统之间的关系属“系统分析和故障树展开”范畴。

事件树展开后各个事件序列的终态应明确定义，是成功缓解、堆芯损伤，还是转向其他事件树。如果需要进行二级 PSA 分析，那么，一级 PSA 事件树分析中，就需要对序列的终态更详细的划分，即定义不同的电厂损伤状态（PDS）。AP1000 PSA 报告中，事件树分析部分就定义了各不同的 PDS。

2.1.2.3 前沿系统成功准则的确定

前沿系统的需求（或称前沿系统的成功准则）对 PSA 特别重要，因为它将决定其后系统模化的顶事件，即起始点。所谓需求，是指在始发事件所产生的特定条件下，能成功地完成安全功能而对系统提出的最低需求。在最终安全分析报告（FSAR）中有评价前沿系统成功准则的相关信息，但是由此而得到的成功准则可能过于保守。若可能，应使用较为现实的成功准则。上海核工程研究设计院在对秦山一期核电站和恰希玛二期核电站的 PSA 工作中均进行了专门的热工水力专题分析。

另外，在进行 PSA 热工水力支持计算时，电厂参数（如功率、系统压力、冷却剂平均温度、冷却剂流量）一般采用电厂实际运行值（对于运行电厂 PSA 分析）或者设计名义值（对于新设计电厂），以去除过多保守裕量，得到较为真实的成功准则；此外，在事故分析中还要考虑根据应急运行规程，操纵员采取的适当的操作对缓解事故的影响。而安全分析报告中，主要参数都应考虑对后果不利的正（或负）偏差，并且绝大部分事故都不考虑操纵员动作。因此，PSA 热工水力支持计算和安全分析的理念和目标都是不同的。

实际在进行事件树迭代后，会发现部分题头的成功准则存在不足之处，则另外采用合适的热工水力计算程序进行分析，以获得更贴切的成功准则。

作为示例，图 5.6-4 给出了 AP1000 核电站大破口失水事故事件树。该事件树即采用了小事件树/大故障树的分解级别，并根据上述的事件树分析步骤得出的。

图 5.6-4 中事件树题头编码的含义如下：

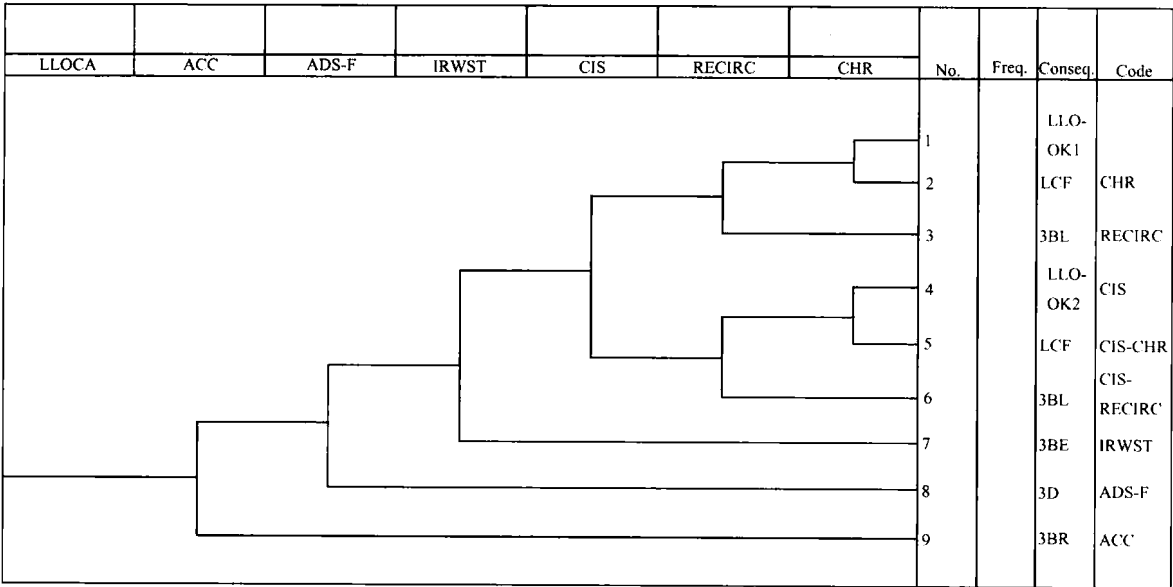


图 5.6-4 大破口失水事故事件树

LLOCA——大破口失水事故发生；ACC——安注箱注入；ADS-F——自动降压系统对反应堆冷却剂系统充分降压；IRWST——内置换料水箱依靠重力注入使堆芯再灌水；CIS——安全壳隔离；RECIRC——注入水再循环；CHR——安全壳冷却。

2.1.3 故障树分析

为了对事件树分析所确定的事件序列进行定量评价，必须确定事件树中各个分支的成功和失效的概率。这就要求对事件树分析所确定的每个系统进行相应的分析。故障树分析（Fault Tree Analysis, FTA）是提供核电厂系统故障逻辑的最常用的方法。它是一种演绎性的故障分析方法，把系统最不希望发生的状态作为系统故障树的分析目标，通常根据事件树题头的成功准则来确定，然后寻找直接导致这一状态发生的全部因素，找出造成下一级事件发生的全部直接因素，直到无须再深究其发生的因素为止。通过分析找出发生不希望状态的所有可信路径。

在故障树分析中，把这个最不希望发生的事件称为“顶事件”，无须再深究的事件称为“底事件”，介于顶事件与底事件之间的一切事件称为“中间事件”。分析中这些事件由相应符号表示，并用适当的逻辑门把顶事件、中间事件和底事件连接起来，就形成了一个树形图，这种树形图称为“故障树”，以故障树为工具对系统可靠性进行评价的方法称为“FTA”法。

2.1.3.1 故障树分析的实施步骤

整个故障树分析的基本内容与实施步骤主要包括以下六个方面：

（1）定义系统以及故障树分析准备：定义系统的功能及组成，确定系统的边界（外边界、内边界），进行故障树分析准备。这些准备工作包括确定分析工作的目的与范围，收集资料，熟悉系统，并按照一般的系统简化原则绘制系统简化流程图等。

（2）确定故障树顶事件：根据分析的目的、系统的故障判据和对系统的了解，明确定义本次分析系统的不希望事件，即顶事件。

（3）建立故障树：完成上述准备工作并确定了顶事件后，即可从确定的顶事件出发，遵循建立故障树的基本规则

与方法和系统的实际情况，建造出所需的故障树。

（4）故障树规范化、简化和模块分解：为了对故障树作统一的描述和分析，必须将建造出来的故障树规范化，使之成为仅含有底事件、结果事件及“与”、“或”、“非”三种逻辑门的故障树；故障树的简化和模块分解是减小故障树规模从而节省分析工作量的有效措施。这部分内容一般由故障树分析程序自动完成。

（5）故障树分析：包括故障树定性分析和故障树定量分析。在故障树定性分析中，可用上行法、下行法或故障树分析程序求出故障树的所有最小割集（MCS），即导致顶事件发生的各种底事件的组合。在故障树定量分析中，根据数据分析得到的各种失效模式的失效数据取值，估计出故障树中各底事件发生的概率，求出顶事件发生概率和各种重要度的值。

（6）编写故障树分析报告。

故障树分析工作结束后，即可编写故障树分析报告，作为工作的总结。








2.1.3.2 故障树的基本单元

故障树中的基本单元有事件、逻辑门及转移符号，下面分别进行简要说明：在 FTA 中，各种故障状态或不正常情况皆称故障事件，各种完好状态或正常情况皆称成功事件。两者均可简称为事件。在 FTA 中逻辑门描述事件间的逻辑因果关系。FTA 中的事件和逻辑门符号的说明列于表 5.6-4 中。

表 5.6-4 FTA 中的事件和逻辑门符号说明

门或事件符号	门或事件名称	说 明
○	底事件	在故障树中根本原因事件，故障树到此不再发展下去
◻	房形事件	是底事件的特殊形式，代表一个条件。取值为真或假
◊	不发展事件	是不进一步分析的一种特殊的底事件，可能是因为它对后果不重要或缺乏进一步分析的信息

续表

门或事件符号	门或事件名称	说 明
	与门	当且仅当所有输入事件都发生时, 输出事件发生
	或门	当且仅当一个或多个输入事件发生时, 输出事件发生
	非或门	当且仅当所有输入事件都不发生时, 输出事件发生
	非与门	至少一个输入事件不发生, 输出事件发生
	表决门	N 个输入事件中至少 K 个事件发生时, 输出事件发生
	转移门	在故障树中连接分支转出的门
	异或门	一种特殊的或门, 只有一个输入事件发生时, 输出事件发生

2.1.3.3 故障树的构建

(1) 故障树的构建规则。

构建故障树的基本规则如下:

- 1) 明确建树边界条件, 确定系统简化流程图。
- 2) 严格定义故障事件。
- 3) 一次推进一步寻找直接原因。
- 4) 自上而下逐级建树逐层分解展开。
- 5) 避免门门直接相连。
- 6) 正确处理相同事件。
- 7) 区分并正确处理部件故障状态与系统故障状态。

(2) 构建故障树的步骤与方法。

构建故障树的步骤与方法如下:

1) 首先根据选定的一个系统故障事件作为分析的目标即顶事件, 将这一确定的顶事件写在顶部矩形框内。

2) 找出引起顶事件发生的全部必要而又充分的直接原因事件, 将它们置于相应事件符号中, 画在故障树的第二排, 再根据实际系统中这些直接原因事件与顶事件之间的逻辑关系用适当的逻辑门将它们连接起来。这样就建成了故障树的第二层。

3) 然后, 找出第二排各故障事件的必要而又充分的直接原因事件, 类似 2) 中所述画在故障树的第三排, 再用适当的逻辑门将这些直接原因事件 (第三排) 与该故障事件 (第二排) 连接起来, 如此遵循建树规则和系统的实际情况逐层向下展开, 直到所有原因事件均为底事件为止。这样就由演绎法建成了所分析系统的给定顶事件的故障树。

必须注意的是, 对每一级结果事件的分解必须严格遵守寻找“直接的必要和充分的原因”, 以避免某些故障模式的遗漏。

(3) 故障树编码系统。

故障树是故障树分析的对象。为了使这一分析工作得以进行, 必须对故障树中的基本事件和逻辑门按一定规则进行命名, 即必须建立一套标准化的、统一的编码系统, 并严格遵循编码规定开展工作。编码系统的质量及对其的符合程度会直接影响 FTA 工作的进度和质量, 因此必须予以充分重视。

(4) 故障树构建中的基本假设。

为了简化故障树, 减小故障树的规模, 在故障树构建过程中, 需要进行必要的合理假设, 这些假设举例如下:

1) 仅当流体系统的流动分支路径可能对系统有严重影响或造成系统失效时, 该分支才加以考虑 (一般规则是: 若分支管道直径小于主流道直径的 1/3, 该分支路径可忽略)。

2) 部件在投入运行后, 由虚假信号造成的故障一般不予考虑。只有在事故过程中该部件预计会接受一个外加的信号来调整或改变其运行状态时, 才考虑其由虚假信号造成的故障。

3) 若部件在事故工况下收到自动信号后会使其返回到运行状态, 则事故前部件处于错误位置这种故障可不予考虑。

(5) 故障树中有关的时间段。

故障树中的有些事件与时间段参数密切相关。这些时间段参数有:

- 1) 任务时间——与部件的运行故障事件有关。
- 2) 定期试验的时间间隔——与部件的备用故障事件、试验不可用事件相关。
- 3) 定期试验的平均试验时间——与试验不可用事件相关。
- 4) 非计划性维修的时间间隔——与维修不可用事件相关。
- 5) 非计划性维修的平均维修时间——与维修不可用事件相关。

6) 平均维修时间——与可修复部件的故障事件相关。

以上各参数中, 任务时间可根据系统缓解事故的要求由热工水力分析得到, 在许多 PSA 项目中对大多数缓解系统, 任务时间取 24h, 其他各时间段参数则根据技术规格书中的规定及运行经验得到。

(6) 共因失效事件的模化。

不同的失效可能由于共同的失效原因而同时或在短时间内一起发生失效。这种由共同原因造成的几个部件一起发生失效的事件称为共因失效 (CCF) 事件。

在共因失效事件的模化中, 首先需要确定共因失效部件组。一般将具有相同结构、相同参数、相同工作原理、相同功能的若干部件划归为同一个共因失效部件组。在 PSA 中, 只考虑同一共因失效部件组中的部件会发生共因失效。

(7) 试验与维修不可用事件的模化。

系统中的有些部件可能由于试验或维修而处于不可用状态, 部件的这种因试验/维修而不可用的事件需在系统故障树中进行模化。

(8) 人因事件。

对于 PSA 中要分析的人因事件, 要由人因可靠性分析员、事件树分析员、故障树分析员密切合作加以认真研究并作出明确定义。同时, 对这些入因事件要进行筛选, 以确认对电厂运行和安全有重要影响的人因事件, 这些人因事件要综合到 PSA 的模型中。在 2.1.4 节中介绍了人因事件的分析。

(9) 支持系统故障。

在缓解事故的前沿系统中, 有些部件的正常运行需要某些支持系统的支持。同时, 这些支持系统的运行有些还需要下一层次的支持系统的支持。在 PSA 中必须包括所有这些层次的支持系统。

(10) 建树深度。

如前所述,在故障树的构建过程中需要从顶事件开始,根据“寻找直接原因”的原则层层展开。在这过程中不仅要考虑部件本身故障,还需要考虑人员失误、共因故障、试验维修不可用及支持系统故障等事件,而部件本身的故障应展开到与相应的可靠性数据库相一致的深度,即展开到可取得数据的部件故障模式为止。

2.1.3.4 可靠性数据

在故障树建好之后,为了对故障树进行分析(定量分析),需要给出各基本事件的发生概率,包括:部件的故障概率、部件的试验/维修不可用度、共因事件的概率、人因事件的概率。

其中硬件的失效数据根据2.1.6节来获得,人因失误概率根据2.1.4节来获得,共因的考虑在2.1.5节中描述。

2.1.3.5 故障树定性分析

(1) 故障树定性分析的目的。

故障树定性分析的目的在于寻找导致顶事件发生的原因事件或原因事件的组合,即识别顶事件发生的所有故障模式。它可以帮助判别潜在的故障,发现设计的薄弱环节和提高系统可靠性途径,以便改进设计;同时还可以用于指导故障诊断,改进运行和维修方案等。

由于故障数据难以获得,特别是人的可靠性难以量化,故障树分析在有些情况下只能进行到定性分析阶段。故障树定性分析的基本任务是找出故障树的所有最小割集(MCS)。一个MCS代表引起故障树顶事件发生的一种故障模式。故障树的全部MCS反映了系统的全部故障模式。所以全部MCS的集合又可称为系统的故障谱。对于给定的规范化的故障树,它是唯一确定的。通过对故障谱的分析,可发现系统薄弱环节,找出提高系统可靠性和安全性的途径。这是故障树分析最基本的任务。

(2) 故障树定性分析的内容和步骤。

故障树定性分析的内容和步骤如下:

1) 故障树的预处理。

对于已建好的故障树,进行规范化、简化和模块化。

2) 求最小割集。

根据故障树结构,求故障树的所有MCS。

3) 把“模块MCS”转换为“底事件MCS”。

对于已经模块化的故障树求得的一般是“模块MCS”。它是若干“底事件MCS”的组合。但为了进行底事件重要度的定性比较和定量计算,还应当把“模块MCS”转换为“底事件MCS”。

4) 用MCS表示故障树结构函数。

在求得全部MCS的基础上,可求得故障树的结构函数。

5) 定性比较。

求出全部MCS后,如有足够数据,能够给出故障树中各个底事件发生概率,则应进一步作定量分析。如果数据不足,则可按以下原则进行定性比较:根据每个“底事件MCS”所含底事件数目(阶数)排序,在各个底事件发生概率均较小、其差别相对不大的条件下,阶数越小的MCS越重要;在低阶MCS中出现的底事件比高阶割集中的底事件重要;在考虑MCS阶数的条件下,在不同MCS中重复出现次数越多的底事件越重要。为了节省分析工作量,在工程上可以略去阶数大于指定值的所有MCS来进行近似分析(称为“按阶数截尾”)。

(3) 故障树定性分析的方法。

所谓故障树定性分析,如前所述,就是找出系统不希望事件发生的原因事件或原因事件的组合,即找出导致故障树

顶事件的所有MCS。因此,故障树定性分析就是:

1) 求出全部MCS。

2) 用MCS表示故障树的结构函数。

求MCS是FTA最基本的内容,而求MCS的算法则是FTA中研究最多的课题,是计算学上的一个难题,因为无论是计算机的存储要求还是运算时间都随分析对象的复杂程度的增加而呈指数增加的趋势。求MCS的算法很多,最常用的有三种:一种是下行法;另一种是上行法;第三种是这两种的结合,称为逐步代入法。

(4) 故障树定性分析结果的应用。

故障树定性分析的基本结果是求得的全部MCS。它的基本用途在于识别导致顶事件发生的所有可能的系统故障模式。这种基于严格逻辑演绎求得的所有故障模式和根据系统故障记录或者个人经验所得到的认识有原则性的差别;后者限于事后经验,前者可以事前推理;后者可能有遗漏,前者在原则上可以保证完整性。因而故障树定性分析有助于判明潜在的故障,避免遗漏重要的故障模式;有助于指导故障诊断和制订维修方案。此外,故障树定性分析结果也是进一步定量分析的基础。

2.1.3.6 故障树定量分析

故障树定量分析的方法有近似计算法和精确计算法两种。近似计算法有:容斥近似法、独立近似法、蒙特卡罗模拟法、概率上下限法等。精确算法有容斥定理法、不交布尔代数法等。

目前通常用程序进行定量化计算,程序运算结果给出各底事件的发生概率、各MCS的发生概率、顶事件的发生概率以及各种重要度等。

在故障树分析中,重要度是一个底事件或一个MCS的发生对系统故障(顶事件)发生的贡献大小的量度。由于这种“贡献的大小”可从不同的角度以不同的方式来衡量(根据分析的对象和目的要求),因此也就出现了各种定义的重要度。如概率重要度 I_{pr} 、结构重要度 I_{st} 、关键重要度 I_{cr} (或称贡献份额 IFC)、Fussell Vesely重要度 IFV 、风险增加因子 RIF 、风险降低因子 RDF 等。这些重要度从不同侧面反映了部件失效对系统失效的影响程度。

重要度分析在工程上有以下几方面的用途:

1) 确定系统设计中需特别予以重视的部件、需重点改进的部位。

2) 确定系统运行中需加强监测的部位。

3) 确定系统改造项目的排序。

4) 制定系统故障诊断时的核对清单等。

重要度是FTA中的一个重要概念,重要度分析是FTA中的一项重要内容。按照底事件(或割集)的重要度来对底事件(或割集)排序,可以深化对系统设计的认识,因此对改进系统设计、提高系统可靠性是十分有意义的。

2.1.3.7 故障树分析实例

以AP1000和EPR为代表的先进压水堆,其PSA中的系统分析均采用故障树分析方法。其考虑的方面及建树分析基本与上面介绍的类似,只是故障树分析报告的格式、内容编排上各有特色。附件A1中给出了以AP1000 PSA报告中的设备冷却水系统作为故障树分析的例子。

2.1.3.8 故障树分析程序简介

PSA中故障树分析的程序目前主要有RALLY、Risk-Spectrum以及CAFTA等。RALLY是一个较早的分析程序,没有实现可视化建树,现在采用较多的是RiskSpectrum和CAFTA,下面着重对RiskSpectrum进行介绍。

RiskSpectrum 是目前世界上最好的风险和可靠性分析程序之一,其高端产品 RiskSpectrum PSA 专业版在全世界核电站领域的使用中大约有 40% 的占有率。

RiskSpectrum 程序的总体特征包括:

(1) 建立 PSA 模型并保存于一个相应的数据库中,这个数据库具有简化动态 PSA 模型的创建和维护的设计和

功能。

(2) 事件树和故障树图文编辑器。

(3) 编辑在表中或数据形式的其他数据(底事件、参数等),具有强大的编辑、复制、重命名、搜索、替换、分类和过滤所有类型数据的功能。

(4) 多文档界面允许同时打开几个窗口。

(5) PSA 数据库的中央导航通过一个具有分级数据表现的“项目导航”窗口来实现。

(6) 程序选项允许使用者控制颜色、字体、事件树和故障树的布局和符号等。

(7) 可以对 DOS 版 RiskSpectrum 进行兼容的升级:只需打开已有的 RS-DOS 文件它就会自动转换为新的格式。

(8) 与其他 Windows 软件(word、数据库)的接口通过复制一粘贴来实现。

RiskSpectrum 程序数据库的内容包括:故障树、事件树、事件树序列、门、底事件、共因事件、始发事件、功能事件、后果、模版事件、共因组、部件、参数(概率、失效率、频率、维修时间、试验间隔、任务时间)、属性、底事件组、分析的情况(故障树、序列、后果、组、最小割集)、结果(最小割集、不确定性、重要度、时间相关性、组)、备忘录。

CAFTA 程序的功能与 RiskSpectrum 程序相类似,用于建立 PSA 事件树模型与故障树模型并进行量化计算。

2.1.4 人因可靠性分析

人因可靠性分析(HRA)是用于确定潜在的人因失误事件并通过数据、模型或专家判断来系统地估算人因失误事件的发生概率的一种系统化的方法,它是 PSA 的重要组成部分。

在人因可靠性分析中,人员行为通常可以分为三类:

类型 A:始发事件前的人员行为(简称事故前人员行为),其失误可能引起一个部件或系统在需求时不可用或失效。这些人因失误可能发生在对相关的仪器、设备进行维修、试验或标定等工作过程中。

类型 B:引发始发事件的人员行为,一般这类失误在分析始发事件发生频率时考虑其对始发事件频率的贡献。

类型 C:始发事件后,在响应始发事件过程中进行的人员行为(简称事故后人因事件),操纵员按照规程和培训内容进行操作,以便将电厂带人安全状态。这类人员行为通常是 PSA 分析中考虑的最重要的人员行为。

2.1.4.1 事故前人因可靠性分析

事故前人因可靠性分析是分析始发事件发生前人员操作(类型 A)的可靠性。它采用系统化的分析过程,找出在电厂正常运行期间发生的、会影响部件或系统安全功能的人员行动。

事故前人因可靠性分析的基本过程如下:

(1) 辨别与 PSA 中系统、设备、部件相关的试验、维修规程,并通过对上述规程的审查,确定哪些人员动作,如果不正确执行则会对系统、部件可靠性产生影响。

(2) 通过对标定、校准规程和实践的审查,确认哪些标定、校准活动,如果不正确执行则会影响备用安全设备的自

动功能。

(3) 确认会同时影响冗余系统多列或不同系统功能的工作实践。

(4) 详细描述所应用的筛选标准,并对人员动作进行筛选。

(5) 依据筛选标准,筛选出不需要在模型中进行处理的行为。

(6) 对于剩下的人员操作,应定义相应的人误事件,描述人误事件对 PSA 中模化的部件、系统或功能不可用所带来的影响。

(7) 选择合适的方法(如 THERP、ASEP)对人误事件进行量化。

(8) 对所完成的分析建立文档。

2.1.4.2 引起始发事件的人因可靠性分析

在目前的 PSA 中,这种类型的分析较少。一般始发事件频率数据中已经考虑了人为因素的影响。如果进行了引起始发事件的 HRA,并将分析结果加到始发事件频率中,则需要确保没有引入重复的计算。

2.1.4.3 事故后人因可靠性分析

事故后人因可靠性分析是对始发事件发生后电厂响应过程中人员动作(类型 C)的可靠性进行评价。这类动作通常是 PSA 中所要考虑的最重要的人员行为。

事故后人因可靠性分析的基本过程如下:

(1) 熟悉电厂和事件树。

(2) 确定事故后人因事件并详细定义。

(3) 确定每个事故后人因事件的相关时间参数、规程等信息。

(4) 用一种严格定义的且标准保持一致的方法来评价。

(5) 进行相关性考虑。

(6) 对所完成的分析建立文档。

2.1.4.4 人员操作之间的相关性分析

相关性会发生在人与人之间或者一个人执行的几个动作之间,如果没有考虑存在的相关性则会导致联合 HEP 过于冒进。一般情况下都假设人的行为之间存在相关性,除非有详细的调查表明它们之间没有明显的联系。

首选的计算相关性方法是从实际数据中确定条件概率。如,假设任务“A”、“B”在适当条件下执行了很多次,把任务“A”失效和任务“A”成功的情况下任务“B”失效的概率分开计算,确定出条件概率。

第二种计算相关性方法是核电厂人因可靠性分析手册(NUERG/CR-1278)中给出的,为人员操作之间的相互影响提供大致的估算。把相关性分为五个等级:零相关(ZD)、低相关(LD)、中等相关(MD)、高相关(HD)和完全相关(CD),分别用以下表达式来计算对应等级的条件概率,即

$$\text{零相关性: } P(B/A) = P(B) \quad (5.6-1)$$

$$\text{低相关性: } P(B/A) = \frac{1+19P(B)}{20} \quad (5.6-2)$$

$$\text{中等相关性: } P(B/A) = \frac{1+6P(B)}{7} \quad (5.6-3)$$

$$\text{高相关性: } P(B/A) = \frac{1+P(B)}{2} \quad (5.6-4)$$

$$\text{完全相关: } P(B/A) = 1 \quad (5.6-5)$$

这是目前较为常用的相关性分析方法。

第三种计算相关性方法是根据一些影响因子来确定相关性等级的相关性决策树。

2.1.4.5 人因可靠性分析方法

目前核电厂 PSA 中较普遍应用的人因可靠性分析方法

有：人因失误率预测法（THERP）、事故序列评价程序中的人因可靠性分析方法（ASEP）、人的认知可靠性（HCR）方法、成功似然指数法（SLIM）等。另外，一些新的方法也在不断发展和完善过程中，如认知可靠性与失误分析方法（CREAM）、决策树（DT）等。

国内对 HRA 的研究亦有了一些成果。清华大学和南华大学的人因分析专家对 HRA 方法及其应用有了较深的研究，大亚湾核电站和岭澳核电站的 PSA 中的 HRA 就主要参考了这些研究成果（采用 THERP+HCR 方法）。秦山一期核电站在其于 2004 年完成的满功率内部事件一级 PSA 工作中采用 ASEP 方法进行了人因可靠性分析。上海核工程研究设计院在对秦山一期核电站、恰希玛核电站（一期和二期）以及百万千瓦级压水堆核电站（CNP1000）的 PSA 工作中亦对 HRA 作了较深入的研究和应用。

下面简要介绍一些目前国际上应用较为普遍的人因可靠性分析方法。

（1）人因失误率预测法（THERP）。

美国圣地亚国家实验室于 1983 年完成了最终版的核电站人因可靠性分析手册。在此手册中较详细地阐述了核电站人员操作失误的机理、HRA 的基本概念，并给出了 THERP 方法和根据美国工业界统计得到的一些关于人员操作的可靠性数据。

对于诊断部分的失误概率用时间可靠性曲线（TRC）模型来得到；而操作部分的失误概率基于任务分析来得到，任务分析方法把人员响应事故的行为分为成一系列动作单元，如遗漏、读数错误、选择操作按钮错误、操作错误等，并通过建立人因可靠性分析事件树（人因可靠性分析事件树描述人员进行操作过程中一系列操作事件序列，它按时间为序，以两态分支扩展。其每一次分叉表示处理任务过程的必要操作，有成功与失败两种可能途径。因而某作业过程的 HRA 事件树便可描述出该操作过程中一切可能出现的人因失误模式及其效果。对每个分支赋予其发生概率，则可最终导出操作成功或失败的概率）来计算。事故前人因事件的失误概率不考虑诊断失误，仅由操作失误组成；而事故后人因事件的失误概率由诊断失误与操作失误相加得到。

（2）事故序列评价程序人因可靠性方法（ASEP）。

NUREG/CR-4772 中介绍的 ASEP 方法是将 THERP 根据工程实际进行简化而得到的，用简单的发觉、诊断、决策和手动操作模型来代替基于任务分析的人的行为模型。发觉、诊断、决策部分在时间可靠性曲线中体现，而手动操作只是给出特定条件下的一个 HEP 值及相应的恢复失误概率。

对于事故前人因分析和事故后人因分析，ASEP 都提供了筛选法和名义值法，分别用于筛选估算和最佳估算。在事故前人因分析中，给定了一个基本人因失误概率（BHEP）0.03，然后对不同的恢复因子给出了相应的恢复失误概率，最后根据基本人因失误概率和恢复失误概率得到最终的故事前人因失误概率。事故前人因分析的筛选法与名义值法的主要区别是筛选法对恢复动作和相关性的考虑更加保守。在事故后人因分析中，以 TRC 模型来计算诊断失误概率，以不同动作类型、心理压力等因素对应的基本操作失误概率和恢复失误概率来得到操作失误概率，最后根据诊断失误概率和操作失误概率得到最终的故事后人因失误概率。

（3）人的认知可靠性模型（HCR）。

HCR 模型来源于以前的一些模拟机数据收集研究，并结合了 Rasmussen 提出的技能型（Skill-based）、规则型

（rule-based）、知识型（knowledge-based）的观点。

技能型行为是指根据记忆执行、几乎不用思考就能非常熟练地执行的行为，代表了通过培训和训练获得的技能。

规则型行为是由一组规则或程序所控制支配的，或者是按规程要求实施的操作，与技能型行为相比，其更有意识地依赖于固有或书面规程。一般核电站操纵员依据各个规程所进行的操作行为，除少量的可作为技能型行为处理（如上节所述），大多属于规则型行为。这些行为一般与紧张程度、先前的事件成功与否或时间余量密切相关。第二个人（及第三个人，如果存在）的检查或确认行为可降低规则型行为的失误概率，但分析时必须考虑不同操纵员之间的相关性。

知识型行为指在对当前事故症状不熟悉、目前状态不明确或很复杂情况下，操纵员必须依赖于其知识经验水平及使用知识的能力、其行为由较复杂的认知过程决定的一类行为。

HCR 模型一般用来计算事故后人因事件的诊断失误概率，通常把 HCR 模型与 THERP 相结合（THERP+HCR）来进行事故后人因事件分析。

HCR 模型中作了两个假定，一是认为所有的人员动作的行为类型均可以由图 5.6-5 所示的 Rasmussen 行为辨识树归结为技能型、规则型和知识型三类。

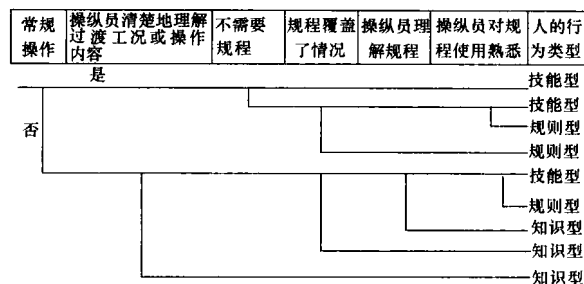


图 5.6-5 HCR 行为类型辨识树

另一个是认为每一行为类型的失误概率仅与允许时间 t 和执行时间 $T_{1/2}$ 的比值有关，且遵从三参数的威布尔分布

$$p = e^{-\left(\frac{t}{T_{1/2}}\right)^{\gamma}} \quad (5.6-6)$$

$$T_{1/2} = T_{1/2,n} \times (1 + K_1) \times (1 + K_2) \times (1 + K_3) \quad (5.6-7)$$

式中： t 为允许操纵员进行响应的的时间； $T_{1/2}$ 为操纵员执行时间； $T_{1/2,n}$ 为一般状况的执行时间； K_1 为操作经验； K_2 为心理压力； K_3 为人机界面； α 、 β 、 γ 分别为操纵员行为类型参数。

有关参数 K_1 、 K_2 、 K_3 以及 α 、 β 、 γ 的选取见表 5.6-5 和表 5.6-6。

在实际计算时，分析人员首先要根据电厂访谈、热工分析等确定行为类型、操纵员经验、心理压力、人机界面、诊断的允许时间、一般状况下的诊断时间，再用前面的两个等式计算出诊断失误概率。

2.1.4.6 先进压水堆 PSA 中的人因可靠性分析简介

下面以 AP1000 中的人因可靠性分析为例对先进压水堆 PSA 中的人因可靠性分析进行简要介绍。AP1000 PSA 报告中对人因可靠性分析进行了专门的介绍并给出了分析过程和结果，而 EPR PSA 报告只对所采用的方法进行了简单描述。

对于事故前人因事件分析，结合如下一些筛选准则采用了 ASEP 筛选方法：

（1）假如在事故工况下部件在可接受的时间限定内（满

足可接受准则)收到一个自动信号回复到它的可运行状态,则事故前错位可不考虑。

(2) 不包括位于干井内并在控制室有指示灯、并且在停堆后启动之前在控制室中确认状态的手动阀的错位,除非它们影响其他系统的冗余性。

(3) 不包括在控制室操作并且每个月都会通过不改变状态的控制室位置指示灯的维护进行检查的阀的错位。不包括这些错位是因为它们的不可用度与其他随机失效概率相比可以忽略。如果阀门的错位会影响其他系统的可用性,则应该考虑。

(4) 不包括会引起报警的阀门错位,因为维修会使得不可用度可以忽略。只有在其他不可用度值很小的情况下才考虑这种阀门错位。

(5) 试验之处出现并且在确认系统可运行性前必须恢复到正确位置的阀门的错位可不考虑。实际上,试验确定了错误的状态。如果维修试验没有确定错误状态,则需要考虑这类阀门的错位。

对于事故后人因事件分析,采用 THERP 方法。报告中对 THERP 方法作了简要介绍,对诊断模型、操纵员行为的触发、相关性模型、操纵员心理压力等级、控制室指示、非规程型控制恢复、就地恢复、操纵员动作、时间裕量/时间窗口/实际时间、遗漏失误和信号之间的相关性等作了假设。接下来对 PSA 模型中包含的事故后人因事件作了计算和相关性分析并列出了所有人因事件所对应的 HEP 值。

2.1.5 相关性分析

核电厂的各个系统并不都是独立的,很多系统之间及系统内的部件之间存在相关性。在以往的 PSA 工作中,常常发现相关性失效在堆芯损伤频率和其他 PSA 结果中是个重要的贡献者。PSA 项目中研究的相关性从范围上可分为四类,即功能相关性、实体相关性、人因事件相关性和部件失效相关性。

(1) 功能相关性:当一个系统或部件组的功能依赖于另一系统或部件的功能时,就会出现系统或部件之间的功能相关性。这种相关性可以由下列多种原因引起:共享部件;共同的触发系统;共同的隔离要求;共同的支持系统,如电源、冷却、仪表和控制、通风等。

(2) 实体相关性:可以由两种途径引起。首先,始发事件会引起一个安全系统或部件的失效,并引起提供保护作用的一些安全系统或部件的失效。如配电系统、仪表空气系统或厂用水系统部分或全部丧失会导致某个始发事件,并使得一个或多个安全系统降级或失效。其次,内部灾害(如火灾或水淹)或外部灾害(如地震或飞机撞击)会引起一个始发事件(瞬态或 LOCA),并使提供保护作用的一些安全系统或部件失效。

(3) 人因事件相关性:在维护、修理、试验或标定期间操纵员发生的失误导致安全系统或部件不可用或失效,就会出现人因相关性。事故后的不同操作动作、不同操作人员之间也可能存在相关性。

(4) 部件失效相关性:涉及的是在相同部件中出现的失效,这种失效可能是由于设计、制造、安装、标定中的错误或运行缺陷等造成的,用共因失效方法或其他相关性量化方法进行量化处理。

功能相关性、实体相关性和人因事件相关性应在事件树及故障树中明确地建模。例如,对于具有共同的支持系统的功能相关性,可通过调用相同的支持系统失效子故障树来确保相关性的正确量化;对于共享部件亦可通过调用相关部件

失效子故障树或采用相同的部件失效基本事件编码来确保相关性的考虑;人因事件分析中通过相关性公式来修正有相关性的人因事件的失误概率(详见 2.1.4 节)等。本节主要介绍部件失效相关性。

部件共因失效(CCF)定义为由共同原因引起的多个部件的失效。PSA 模型中的共因失效事件代表了那些认为潜在重要的、其机理在事件树和故障树逻辑模型中未明确建模的部件间相关性。

2.1.5.1 共因分析的基本步骤

共因失效(CCF)分析的程序步骤,概括起来共分四个阶段,每个阶段又分若干步。

第一阶段:建立系统逻辑模型。

第 1.1 步:熟悉系统。

为了能使系统模型化,分析人员必须了解系统的预期功能、系统的组成以及指导运行、试验和维修的程序。就共因失效而言,要特别注意识别那些可能影响多重部件失效的设计、运行、维修和试验规程等方面的问题。

第 1.2 步:确定问题。

在这一步中,要确定分析的边界条件,例如系统的实体和功能边界、与其他系统(支持系统)的功能相关性、同其他系统功能上的接口以及系统的成功准则。

对于 CCF 分析,应找出那些需要明确地加以模型化的相关性根原因。然后,确定剩余的共因失效分析的范围,即那些未明确模型化、但对系统不可用度有贡献的多重失效的根原因。这些剩余的共因失效事件用后面介绍的参数共因模型进行处理。

第 1.3 步:建立逻辑模型。

任何系统分析的第一步都是建立与系统状态相关的逻辑模型。

第二阶段:筛选共因部件组。

第 2.1 步:定性分析。

这一步中,对部件的共因属性以及可能导致共因事件的失效机理进行搜索。过去的经验和工程上的感性认识可用于识别冗余部件之间明显的相关性特征。经验和感性知识也用于评价防御措施的有效性,这些防御措施可能阻止某些 CCF 事件的发生(或降低其可能性)。该研究确定了将要在分析中涉及的初始系统部件组。

接着,应对设备失效的根原因进行正式的分析,以核实(或改进)初始的搜索。为提高效率,根原因分析可在定量筛选(第 2.2 步)后进行。这样,在进行根原因分析时,分析人员可集中关注对系统不可用度起支配作用的 CCF。

第 2.2 步:定量筛选。

对系统故障树中的每一个 CCF 事件的共因参数赋予一个通用(一般应是保守的)数值。利用这些通用数据估算系统不可用度,并找出对系统不可用度的主要贡献因素。这些主要贡献因素将在第三和第四阶段着重讨论。

第三阶段:共因模型化和数据分析。

第 3.1 步:共因基本事件的定义。

为了建立共因失效模型,通常定义共因基本事件,即代表由共同根原因引起的多重部件失效的基本事件。这一步也导致了单个部件基本事件的重新定义。新的基本事件的定义导致逻辑模型结构的重新定义,以便包括这些新事件。

第 3.2 步:选择共因基本事件概率模型。

这一步的目的是将第 3.1 步中的逻辑模型转化成能量化的模型。这要由一种概率模型来完成,例如对每个基本事件采用常数失效率模型或常数需求失效概率模型。每个模型

有一个或更多的参数,参数的估计是以运行数据和特定假设的分析为基础的。

第3.3步:数据的分类和筛选。

这一步的目的是对事件报告进行评价和分类以便对参数估算提供输入。分析人员能获得的数据源是关于单个和多重设备失效的事件报告。由于特定电厂中有关多重设备失效的数据通常极少,故有必要将搜索扩展到其他电厂。然而,其他电厂可能在设计和运行上是不同的,因而要对数据的适用性认真地审评。一般来说,事件报告通常并非像分析人员所希望的那样详细,分析中还需要作出很多判断,为这种筛选提供一种系统的处理方法对于分析的可检查性和可重复性是十分必要的。

第3.4步:参数估计。

这一步的目的是利用在第3.3步中对大量单一和多重失效的可应用事件得出的信息来求得共因概率模型中参数的数值估计。其中,存在着几个不确定性的来源,包括:引出因果机理的数据解释、因果机理对电厂模型化影响的评价以及获取这些数据的不确定性。因而,不仅希望提供点估计值,而且也希望用数值表征这种不确定性。

第四阶段:系统定量化和结果解释。

第4.1步:量化。

在第三阶段获得的共因事件的发生概率并入系统不可用度的结果中或事故序列的频率中,按通常的方法对割集进行量化。这一步的结果包括数值结果和重要贡献因素的识别。

第4.2步:结果评价及敏感性分析。

如上所述,估计共因失效概率时存在较大的不确定性,单个的不确定性通过不确定性分析并入到总的结果中。另外,使用敏感性分析有助于发现这些不确定性的重要性、确定共因基本事件的输入值与总的系统结果间的直接关系。

第4.3步:编写报告。

最后一步是编写分析报告。清晰地说明作了什么假设并确定这些假设和其他假设的使用结果是非常重要的。

2.1.5.2 共因失效分析方法

在工程中常见的用于评价相同(冗余)部件的共因失效概率的方法有:Beta因子模型、多希腊字母模型、Alpha因子模型和UPM法等。

2.1.5.3 先进压水堆PSA相关性分析简介

先进压水堆PSA的相关性分析包含了与上述内容相类似的内容,以下按AP1000核电厂PSA的相关性分析以及EPR核电厂的PSA的相关性分析分别进行介绍。

(1) AP1000核电厂PSA相关性分析简介。

AP1000核电厂PSA相关性分析首先对电厂中存在的四种类型的相关性进行了描述,然后着重对部件间的相关性进行了分析。分析中作出了如下假设(假设的基础详见AP1000核电厂PSA相关性分析中的有关内容):

不考虑不同系统的热交换器的堵塞或泄漏的共因失效。

除了一些在事故期间需对不同水质的水进行处理的滤网(例如地坑滤网)之外,不考虑不同系统或同一系统不同回路的节流孔板或滤网的堵塞共因失效。

忽略只影响电气部件的一些共因失效模式(例如断路器误开)。

忽略电气母线的共因失效。

不考虑不同系统的水箱的灾难性共因失效模式。

不考虑将系统内或系统间当一个正常运行的部件失效时,备用部件(例如泵、止回阀等)投入运行共因失效作为

潜在的共因失效(即不将系统内或系统间的备用泵的启动失效以及位于备用回路上的止回阀开启失效作为潜在的共因失效来考虑)。

不认为由于安注箱、堆芯补水水箱或被动式余热排出系统的部件松动而造成的堵塞会因为共因失效而引起。

只考虑位于堆芯内的换料水箱在重力注入阶段(有两条注入管线从同一个水池取水)的堵塞共因失效。

换料水箱注入系统含有4台高压爆破阀,换料水箱再循环系统含有2台高压爆破阀和2台低压爆破阀,分别将6台高压爆破阀和2台低压爆破阀归并为一个共因失效组进行考虑。

当计算独立失效概率时,假设部件将在试验频率的中点失效,因此当将与时间相关的失效概率转化为需求失效概率时,需使用“试验频率/2”作为时间间隔。

在以上假设基础上,AP1000核电厂PSA详细介绍了利用MGL模型(MGL因子取自通用数据)对电厂有关部件进行共因失效分析的过程和结果,并给出了各共因事件在故障树中的相应编码。

(2) EPR核电厂PSA相关性分析简介。

EPR核电厂PSA中,它同样是将电厂中存在的相关性分成四种类型,分别进行了描述。而对于部件间的相关性分析的描述相对比较简单,只是交代了它是根据欧洲核电厂的用户要求文件第二卷第17章附录C中介绍的方法和数据,采用Beta因子模型在系统建模中对主动的、冗余的并且是类型相同的部件的相关性进行考虑。

2.1.6 数据分析

数据分析的主要目的是提供系统故障树定量分析以及事件序列定量分析所需要的基本事件数据,这些数据包括设备可靠性参数、始发事件发生频率、共因失效参数及人因失误概率等。

2.1.6.1 定义数据需求和数据类型

为了保证数据库与电厂PSA模型相一致,至关重要的一步是定义数据需求和数据类型。PSA模型的建立工作与数据分析工作必须相互配合,并进行迭代,才能保证PSA分析量化结果能够正确反映数据库所包含的信息。

2.1.6.2 采集电厂特定原始数据

此步中分析人员需分析和审查用于开发电厂特定数据库的数据源,所关心的参数类型主要可分为如下三个类型:设备失效率、试验维修不可用度和始发事件发生频率。

对于设备失效率,主要审查的数据源为电厂运行记录,包括报审事件报告(LERs)、操纵员/控制室日志、柴油发电机启动记录、工程数据和专家判断等。

对于试验维修不可用度,主要审查的数据源为电厂技术规格书和维修记录,包括电厂日志、维修工作单和柴油发电机启动记录等。

对于始发事件发生频率,主要审查的数据源为电厂特定信息,包括LERs、停堆后分析报告、运行报告和专家判断等。

2.1.6.3 电厂特定数据分类

分析人员对先前采集的数据进行分类和评价,对每一个设备类型需完成如下四项工作:

(1) 数据按失效类型分类,即分为设备失效、试验和维修不可用和始发事件三类。

(2) 数据再按设备失效模式分类。通过各种设备失效模式可区分每个失效类型的数据。

(3) 数据再按设备的运行模式区分,即用于计算备用

部件还是运行部件的失效率。

(4) 最后, 评价可用数据与 PSA 的相关性。因为并非所有需要汇报的设备问题都会导致设备不可用或丧失其功能, 所以对此必须进行评价。

2.1.6.4 评估电厂特定参数及其不确定性

此步中分析人员需针对每个设备失效类型和失效模式, 应用已获得的数据对先前定义的可靠性参数进行计算。若设备正常运行, 硬件失效总是被模化为时间相关失效。若设备处于备用状态, 则硬件失效可以是需求相关或时间相关。试验维修离线可以是需求相关或时间相关, 与设备的运行状态无关。

(1) 需求相关参数:

$$Q_d(f/d) = X/Y \quad (5.6-8)$$

式中: X 为需求失效次数; Y 为总的需求次数 (即设备需求和设备试验的总次数)。

对于每个设备和失效模式, 通过设备的失效次数和需求次数估算需求失效概率。

(2) 时间相关参数:

$$\lambda(f/h) = W/Z \quad (5.6-9)$$

式中: W 为运行过程中总的失效次数; Z 为总的运行时间。

2.1.6.5 电厂特定事件概率和频率的定量化

此步中分析人员应用上一步得到的电厂特定参数估算和不确定性, 对事件概率和频率进行定量化。与需求相关的底事件的概率分布和对应的参数估计的分布相同。与时间相关的底事件的参数分布一般用时间参数来衡量。

由于设备的可靠性模型和参数选择与设备所在系统的运行模式有关, 在对事件概率和频率定量化时必须注意。下面分别介绍运行系统和备用系统中设备可靠性模型和参数选择。

(1) 运行系统。

对于正在运行的系统, 所研究的可靠性特征量一般是该系统在给定的时段 T_m (任务时间) 内发生运行失效的概率。假定一个运行系统的失效概率可以利用故障树近似计算, 在故障树中, 设备在时间 T_m 内的失效概率可以用于基本事件。假定设备的运行失效也服从指数分布, 只是用运行失效率代替备用失效率。运行系统包含可修设备和不可修设备。

1) 不可修设备, 要估算运行失效率参数 λ_r 。

2) 可修设备, “可修” 表示 “检修可以不考虑整个系统的停运”。除非有一个冗余的设备或者失效的设备在系统运行下易于检修, 否则, 该设备应该看成是不可修的。不注意这些条件会造成明显低估系统失效概率 (见表 5.6-5)。

表 5.6-5 运行系统设备不可用度的计算公式

设备类型/不可用度模式	时间平均不可用度的计算公式 (精确)	时间平均不可用度的计算公式 (近似)	参数定义	参数估算所需的数据
不可修设备	$1 - e^{-\lambda_r T_m}$	$\lambda_r T_m = \frac{W_r T_m}{Z_r}$	T_m : 任务时间 (从成功条件得出) λ_r : 运行失效率 W_r : 设备运行期间的失效数 Z_r : 设备运行总时间	T_m, W_r, Z_r
在线可修设备	$\frac{\lambda_r T_{rt}}{1 + \lambda_r T_{rt}}$	$\frac{W_r T_{rt}}{Z_r}$	T_{rt} : 平均检修时间	T_{rt}, W_r, Z_r

(2) 备用系统。

对备用系统所关心的主要可靠性量是系统的需求不可用度, 一个备用系统的不可用度可以利用故障树作出合理的近似计算。在故障树中, 利用设备按时间平均的不可用度作为基本事件的发生概率。

根据设备如何进行试验, 可以把备用系统的设备区分为下列三类:

1) 定期试验的备用设备。设备通常处于备用状态并定期进行试验。如果在一次试验中发现设备失效, 那就进行检修。此外, 该设备可能需要按计划进行定期的维修。在表 5.6-6 中给出了这些不可用度的计算公式。

2) 不作试验的备用设备。如果一个备用设备不作试验, 那么其平均不可用度可用表 5.6-6 中列出的公式计算。在该公式内, 故障暴露时间 T_p 定为电厂的寿期 (40 年)。但是常常出现设备间接试验或变更的情况。在这种情况下, 未被试验设备的平均故障暴露时间为调用该设备所属系统的平均时间。在其他情况下, 每当其他做试验的设备更换时, 这些不作试验的设备可能进行更换。这样, 平均故障暴露时间近似地等于作试验的设备的平均失效时间。

3) 进行连续检查的部件。某些部件, 虽然它们属于备用系统, 但是接受连续性检查, 失效一旦发生就可以被查出, 在表 5.6-6 内也给出了计算该类部件平均不可用度的公式。

表 5.6-6 备用系统设备不可用度的计算公式

设备类型/不可用度模式	时间平均不可用度的计算公式 (精确)	时间平均不可用度的计算公式 (近似)	参数定义	参数估算所需的数据
硬件失效	$1 - \frac{1 - e^{-\lambda_s T_i}}{\lambda_s T_i}$	$\frac{\lambda_s T_i}{2} = \frac{W_s T_i}{2 Z_s}$	λ_s : 备用失效率 T_i : 设备试验周期 W_s : 观察到的失效数 Z_s : 设备备用总时间	W_s, Z_s, T_i
因试验而停运	—	$\frac{W_i T_{io}}{Z_i}$	T_{io} : 平均试验持续时间 W_i : 计划试验数 Z_i : 计划试验所处期间的总时间	T_{io}, W_i, Z_i
因检修而停运	—	$\frac{W_m T_{rt}}{Z_m}$	T_{rt} : 平均检修时间 W_m : 检修次数 Z_m : 检修所处期间的总时间	T_{rt}, W_m, Z_m
因计划维修而停运	—	$\frac{W_{ms} T_{rts}}{Z_{ms}}$	T_{rts} : 平均计划检修时间 W_{ms} : 检修次数 Z_{ms} : 检修所处期间的总时间	T_{rts}, W_{ms}, Z_{ms}
不做试验的备用设备	$1 - \frac{1 - e^{-\lambda_s T_p}}{\lambda_s T_p}$	$\frac{W_s T_p}{2 Z_s}$	T_p : 失效暴露时间	T_p, W_s, Z_s
连续监测的备用设备	$\frac{\lambda_s T_{rt}}{1 + \lambda_s T_{rt}}$	$\frac{W_s T_{rt}}{Z_s}$		T_{rt}, W_s, Z_s

2.1.6.6 审查通用数据源

对一类部件同一种失效模式,通常很难辨别几个不同数据来源之间的显著差别。在大多数情况下,解决这一问题的有效办法是参考其他同类型核电厂的PSA报告中应用的失效数据进行判断和权重。

2.1.6.7 评估通用参数及其不确定性

此步中分析人员需已获得的每一个所关心的设备失效模式进行审评,选择能合理代表对每个设备失效的了解情况的点估计值和概率分布。由于各通用数据源之间的差别,通常产生一个失效率分布来覆盖各个数据源所体现的信息范围,一般选用对数正态分布作为失效率或失效概率分布的表示。通常选择对数正态分布中两个最有物理意义的参数——中值(或均值)和误差因子(亦称范围因子)来产生失效率/失效概率的分布。这里误差因子(EF)定义为95%分位点值与中值之比($EF = X_{95}/X_{50}$),或95%分位点值与5%分位点值之比的平方根($\sqrt{X_{95}/X_5}$)。

中值与均值可根据误差因子进行转换: $\bar{X} = X_{50} \cdot M$,其中M为换算系数,计算公式为

$$M = \text{EXP} \left\{ \left[\frac{1}{1.645} \ln(EF) \right]^2 / 2 \right\} \quad (5.6-10)$$

而误差因子,由于它是数据源的不一致性以及电厂和电厂之间的差异造成的数据中存在的不确定性的一个适当表示,所以在大多数情况下靠主观分配。每个分布的误差因子的量级受数据评价准则的影响,一般根据通用数据的可信程度来分配。

2.1.6.8 检查和确认最终数据库

建立设备可靠性数据库的最后一步是对已建好的数据库进行仔细的检查 and 确认,目的是验证数据库内部的自我一致。对于运行核电厂的PSA,其数据库大多通过贝叶斯方法(BAYES)来建立,即将来自于行业经验的通用数据与来自于电厂运行经验的电厂特有数据相结合而建立起来的数据库。对于核电厂设计阶段的PSA,由于没有电厂本身的运行经验数据,其数据库只能参考行业经验的通用数据来建立,即通过收集、整理和比较行业经验的通用数据以及同类型核电厂PSA的数据,建立一套PSA通用数据库。

2.1.6.9 始发事件发生频率

始发事件发生频率为 $IEF = XIE/T$

式中:IEF为始发事件发生频率;XIE为特定类型的始发事件次数;T为事件发生所在的运行堆年。

电厂特定始发事件频率是基于各电厂的运行历史,所以各电厂的始发事件发生频率都有所不同。始发事件频率详细分析见第2.1.1节始发事件分析。

2.1.6.10 共因失效参数

共因失效参数的选取及详细分析见第2.1.5节相关性分析。

2.1.6.11 人因失误概率

人因失误概率的详细分析见第2.1.4节人因可靠性分析。

对于先进压水堆核电厂,例如AP1000和EPR,其PSA仍属于设计阶段的PSA,所用的设备可靠性数据、共因失效参数以及始发事件发生频率,都是以运行核电厂和/或行业经验的通用数据为基础而产生的。

2.1.7 事件序列量化

事件序列量化的目的是估算始发事件发生后造成堆芯损伤的事件序列的发生频率。事件序列通过事件树分析来确定,事件树中每个序列的最终状态有事故成功地被缓解的电

厂安全状态和事故缓解失败导致堆芯损伤的电厂危险状态或其他中间状态。事件序列量化侧重于事件树中导致堆芯损伤的序列,产生定性的最小割集(MCS),并计算其发生频率以及确定对堆芯损伤频率各种贡献因素的相对重要性。

2.1.7.1 事件序列量化过程

事件序列量化通过联解事件树和系统故障树来完成。在量化过程中首先将各种逻辑模型连接起来产生各种事件序列,这包括前沿系统、支持系统、序列逻辑(序列所含的成功题头和失效题头的逻辑组合)、顶逻辑(某种后果所含的序列逻辑组合)及边界条件等。目前事件序列量化都由计算机程序来进行。对于应用RiskSpectrum程序,则通过设定序列分析情况和后果分析情况,分别进行计算。在一个事件序列中,有些前沿系统处于成功状态,有些处于失效状态。事故序列量化不仅包括对始发事件和失效系统,还包括对成功系统的考虑。事故序列量化主要分析步骤如下:

(1) 获取事故序列。

(2) 事件树题头的量化。

评价题头模型,即前沿系统以及它们所需的支持系统故障树模型,包括补建题头的故障树。

(3) 故障树的连接和成功事件的处理。

(4) 序列故障树中逻辑环路的检查和处理。

(5) 序列故障树中共因事件的识别和共因事件组的重新划分。

(6) 序列故障树中系统边界条件的设定。

(7) 恢复概率的考虑。

(8) 堆芯损伤频率(后果故障树)定量计算。

(9) 结果分析与讨论。

事故序列定量分析将产生一系列的输出结果,其中包括:

(1) 事故序列或某一后果发生频率及其MCS输出。

(2) 基本事件、参数、共因事件组等的重要度和敏感性分析结果输出。

(3) 不确定性分析计算结果输出。

事故序列量化的定性结果和定量结果都是PSA项目的重要结果,对这些结果的分析和讨论将加深对电厂风险的认识,并对如何降低电厂风险提供一些有参考价值的信息和结论。因此,完成事故序列定量分析后,均应在报告中以图表的形式给出这些量化分析结果,包括:

(1) 各始发事件对堆芯损伤频率的贡献分布图。

(2) 导致堆芯损伤的支配性事故序列。

(3) 导致堆芯损伤的支配性最小割集。

(4) 主要的基本事件及共因事件组的重要度及敏感性分析结果。

(5) 堆芯损伤频率的不确定性分布。

2.1.7.2 量化结果

经过事件树与故障树大联解进行事故序列定量后,可得到各个事故序列的定性结果以及量化结果。一般包括堆芯损伤支配性最小割集列表、堆芯损伤支配性事故序列列表、堆芯损伤重要度及敏感性分析主要结果、CDF不确定性分析结果、始发事件组对CDF的贡献分布图、CDF累积分布图。

2.1.8 不确定性分析

不确定性分析的目标是对PSA结果中的不确定性给出定性的讨论和定量的评价。由于核电厂的系统、严重事故进展的物理过程和现象等非常复杂,因此,在建立PSA模型时以及对其进行分析评价时,不可避免地要作一些简化假设

或/和理想化处理。这些简化假设将带来分析结果的不确定性。不确定性的来源有以下三个方面：

(1) 分析的完整性。PSA 模型的主要用途是评价会导致不希望后果的可能情景。对一级 PSA 而言，“不希望后果”就是堆芯损伤，“可能情景”就是事故序列。然而在 PSA 分析中，并不能保证所有可能的情景都鉴别出了，并进行了合适的评价。这种分析的不完整性会在分析结果中引入不确定性。对这种不确定性很难进行评价和定量分析。

(2) 模型的充分性。即使对那些已识别出来的情景，所建立的事故序列和系统失效的逻辑模型也并不能完全充分地代表电厂的设计、运行和事故响应等方面的真实情况。概念模型和数学模型的相对不充分性、数值近似、计算误差和计算限制等都会引入不确定性。这些不确定性一般通过敏感性分析来评价它们对 PSA 结果的相对重要性。

(3) 输入参数的不确定性。PSA 要用到众多输入参数，如始发事件的频率、部件的故障率/故障概率、人因失误概率等。由于数据缺乏，所用的数据与具体电厂的特定部件有差别，以及专家进行参数评估时所作的假设，因此 PSA 中所使用的这些输入参数本身就带有不确定性。这必然会造成分析结果的不确定性。输入参数的不确定性是目前最易量化的不确定性。

对于输入参数不确定性的量化，一般采用蒙特卡罗模拟技术。对于一级 PSA，采用简单随机抽样（SRS），每个样本的取值都从 PSA 中的参数（包括始发事件频率、基本事件失效率和/或失效概率等）的概率分布随机抽取，然后由最小割集分析产生的最小割集形成计算顶事件概率的布尔方程，通过反复应用不同的样本抽样值来计算顶事件的输出，从而得到顶事件的概率分布。而对于二/三级 PSA，采用拉丁超立方抽样（LHS）。对 PSA 中不确定性大的变量确定其概率分布，然后将分布分成离散的区间，在每个区间中使用 SRS 方法对参数值进行抽样。所得到的抽样样本分别作为二/三级 PSA 分析程序的输入来计算二/三级 PSA 结果的不确定性概率分布。

必须说明的是，许多自然现象和社会现象都是极其复杂的。人们对这些现象和过程的认识、用分析模型来代表真实世界这本身就具有某种程度的不确定性。不确定性是人们对客观世界认识的本来属性。人们对核电厂发生堆芯损伤、放射性物质释放等事件的认识也具有不确定性。这种不确定性是客观存在的，而不是由 PSA 研究带来的。用其他方法如确定论法来进行核电厂的安全分析也存在着不确定性，只是在确定论法中这种不确定性未被揭示也无法分析而已。不确定性不是 PSA 所独有的缺陷，相反，PSA 的优越性之一就是可以找出这种不确定性的一些原因，并对其中相当大的一部分进行定量描述。

2.1.9 重要度及敏感性分析

由于核电厂中各个系统、部件、始发事件及人因失误事件等在 PSA 模型中的地位不同，以及它们的发生概率（或频率）不同，因此它们对电厂堆芯损伤频率的贡献也不相同。对事故序列进行重要度分析的目的是确定堆芯损伤频率各贡献者的重要性。

这里的敏感性分析主要是指参数敏感性分析：如果构成系统的某一部件的可靠性参数（故障率/故障概率）发生了变化，则整个 PSA 模型的 CDF 将会如何变化。

典型的重要度指标有基本事件的 Fussell-Veseley (FV) 重要度、风险增加因子 (RIF)、风险减少因子 (RDF)。

敏感性分析的内容包括：

(1) 基本事件的敏感性分析。

被考虑对象（概率、频率或某个参数等）等于正常值除以敏感性因子（任何大于 1 的数，缺省值是 10），若要进行敏感性分析的是底事件组，则在此组内的所有底事件的概率值都要除以敏感性因子，计算得到一个新的顶事件的不可用度或频率（取决于在进行计算时所指定的计算类型）的结果，用 $Q_{TOP,L}$ 表示。

将被考虑对象等于正常值乘以敏感性因子，若得到的结果超出了有效范围，则取可允许的最大值，如对于概率值取 1.0，若要进行敏感性分析的是底事件组，则此组内的所有底事件的概率值都要乘以敏感性因子，计算得到一个新的顶事件结果，用 $Q_{TOP,U}$ 表示。

敏感度 S 定义为

$$S = Q_{TOP,L} / Q_{TOP,U} \quad (5.6-11)$$

(2) 某敏感性分析专题。

对 PSA 模型中某些建模假设、特定数据等进行敏感性分析，例如在通用瞬态的事件树分析中，对主给水系统可用与不可用进行敏感性计算，将不同计算情况明确清楚地表达出来。

2.1.10 结论与发现

在本节中全面总结 PSA 的结果，并给出结论与发现。例如 AP1000 PRA 报告中关于结论的描述如下：

AP1000 PRA 是对 AP1000 响应瞬态和事故（包括严重事故）行为的综合性评价。

AP1000 功率运行工况下内部事件的堆芯损伤频率（CDF）极低。停堆工况下内部事件的 CDF 也很低。功率运行及停堆工况下内部事件的 CDF 以足够的裕量满足 NRC 及 URD 的安全目标。

AP1000 在功率运行及停堆工况下大量放射性释放频率非常低，也以足够的裕量满足 NRC 及 URD 的安全目标。

在 AP600 的取照过程中，为了评价非安全相关系统的重要性而进行了一系列的敏感性分析。后来，这一分析发展成为一个成熟的 PSA 模型，称之为聚焦 PRA。该分析的结果表明 AP600 的非能动电厂设计在只相信安全相关设备，而不依靠任何非安全相关系统的情况下能够满足 NRC 安全目标。为了解决对非安全相关系统管理上的处理，西屋公司和 NRC 同意对所选择的非安全相关系统进行可用性控制，目的是为了提供纵深防御和降低投资风险。

AP1000 PRA 显示了 AP1000 与 AP600 一样具有非常相似的低风险分布图。AP1000 的敏感性分析表明没有一个非安全相关系统具有高风险重要度。为了提供纵深防御和降低投资风险，AP600 中采用的非安全相关系统可用性控制同样适用于 AP1000。

在 AP1000 PRA 中没有发现有重要的操纵员行为。即使所有的操纵员动作都假设失败，其 CDF 仍保持比较小。所以认为通过提高电厂操纵员的可靠性对 CDF 的改进作用很小。

AP1000 的安全壳能够对阻碍放射性物质向环境的释放提供有效的屏障，包括有效的氢气控制措施。AP1000 的设计满足 10 CFR 50.34 中的准则。

由 AP1000 PRA 导出或论证的对 AP1000 的发现包括：

非能动安全系统解除了安全相关系统的运行与 AC 电源和压缩空气的相关性，这显著地降低了由丧失厂外电或全厂断电导致的 CDF。

由于采用了封闭式电动反应堆冷却剂泵，避免了反应堆冷却剂泵密封 LOCA。

简洁的非能动安全相关系统减少了对人员动作的需求,减少了人员动作的重要性。

分析表明,许多在过去分析中发现对核电厂的风险有贡献的事件对 AP1000 的风险不再有意义。界面系统 LOCA 这一典型的高风险严重事故序列由于 AP1000 的设计而变得不重要。

堆腔淹没功能是保持 AP1000 低放射性释放频率的一个重要贡献。反应堆绝热设计和为反应堆压力容器提供冷却的这一特征使受损的堆芯保持在压力容器内,从而减少了压力容器外的严重事故发生的可能性。

AP1000 的设计为保持安全壳完整性提供了一个非能动的方法,即通过应用安全壳建筑层上的水或通过空气冷却将安全壳内的衰变热移出。这种冷却能力减少了安全壳在严重事故后期由于超压而失效的可能性。

AP1000 安全壳设计提高了气溶胶在释放到环境前的沉降,减少了导致安全壳失效的严重事故引起环境效应的可能性。

2.2 外部事件分析

完整的 PSA 应该包括各种外部事件的分析,但是外部事件的种类是很多的,比如水淹、火灾、地震、雪灾、山崩、龙卷风、飞机撞击、恐怖活动等,而且各个电厂厂址所遭受的外部事件差别较大,对这些外部事件的分析方法也存在着较大差别。所以在实际工程应用时,应该根据一定的筛选准则,对所有的外部事件进行筛选,删除那些对于具体电厂厂址而言不需要考虑的外部事件,而对保留下来的外部事件进行详细风险评价。

参照美国 1983 年发布的 PSA 实施导则,可以根据以下筛选准则对外部事件进行筛选。

(1) 危害可能性等于或小于电厂设计中考虑的其他事件危害可能性的外部事件。这要求对电厂设计基础进行评价以分析电厂系统和结构抵抗特定外部事件的能力。

(2) 与其他事件相比,如果事件具有明显较小的发生频率和相似的不确定性,并且不会导致更严重的后果。

(3) 不会在电厂附近发生并影响电厂安全的外部事件,如山崩和火山爆发等。

(4) 在其他事件定义中已经包含的外部事件,如暴雨和湖涌已经包含在外部水淹定义中。

根据上面这些准则,PSA 中需要考虑的外部事件一般包括:飞机撞击、外部水淹、龙卷风、火灾、附近的工业或军事设施事故、内部水淹、管道事故(气体等)、电厂储存的化学物质泄漏、地震、运输事故、汽轮机飞射物。不同的外部事件,对应的分析方法也存在较大的差别,但是整体上它们的分析方法可以包括以下几个步骤:

(1) 外部事件灾害分析。

(2) 评价电厂重要的设备和结构受外部事件危害而损坏或丧失功能的情况。

(3) 以事故序列描述电厂对外部事件危害的响应。

(4) 量化计算事故序列的频率。

目前先进压水堆 PSA 主要包括内部火灾、内部水淹和地震这几个外部事件。本文结合作者对外部事件 PSA 的研究成果,重点介绍内部火灾和内部水淹的 PSA,对于其他外部事件 PSA 有待研究。

2.2.1 功率运行工况下内部火灾一级 PSA

核电发展的历史表明,核电厂火灾与核事故在一定条件下,可能相互派生或转化,美国有关部门的火灾概率安全评

价表明:火灾对核电厂总的堆芯损坏频率的贡献可能高达 55%,而总火灾频率(平均)达 0.28 次/堆年,比核事故的设计基准事故频率要高得多。国际核电保险集团的统计数据也表明:若按保险索赔计算,火灾造成的财产损失占到核电厂总财产损失的 80%~90%。所以,火灾是需要重点考虑的外部事件之一,而通过开展火灾 PSA 对业主和运营者采用成本效益的方法来弥补电厂的防火缺陷和薄弱环节,改进电厂防火设计都有着重要的指导意义。此外,如果条件具备,推荐在火灾 PSA 分析中将有关对地震与火灾的相互作用的定性评价一并开展。火灾 PSA 的主要分析任务及各任务之间的关系如图 5.6-6 所示。

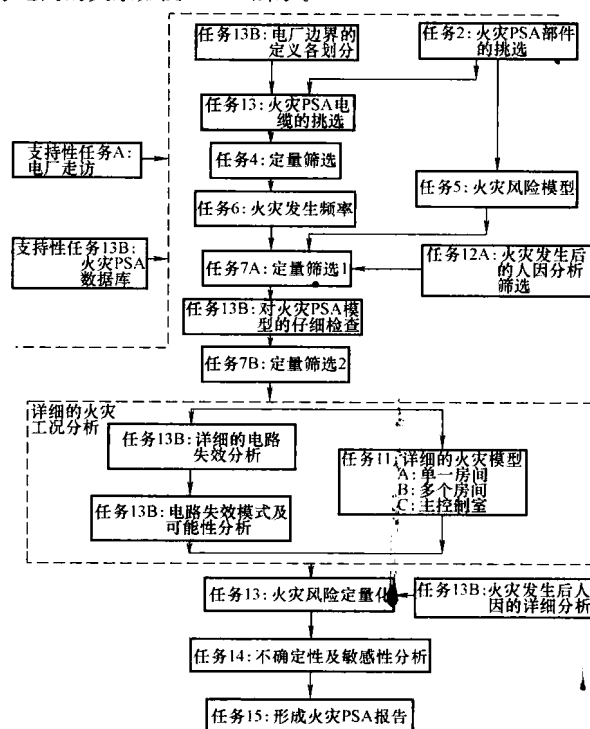


图 5.6-6 火灾 PSA 分析中各任务之间的相互关系

2.2.1.1 电厂边界的定义和划分(任务 1)

在任务 1 中,为了火灾 PSA 分析的需要,根据电厂的布置以及电厂防火设施的情况(假设在大多数火灾情况下,防火设施如实体防火屏障以及墙、门等分隔空间的设施等都能够有效地限制火灾的破坏影响)确定总的电厂分析边界并将电厂划分为一定数量的火灾隔间,然后对这些火灾隔间进行分析,最终得到电厂的火灾隔间清单。在任务 1 应解决以下的问题:

(1) 总的电厂分析边界的确定及其确定基础。

(2) 将总的电厂边界按火灾隔间进行划分而得到的结果及其划分基础。

(3) 绘制对应符合有关管理规定中定义的电厂火场的火灾隔间示意图。

(4) 整理、归纳一些或所有火灾隔间的基本特点。

2.2.1.2 火灾 PSA 部件的挑选(任务 2)

在任务 2 中将建立一份火灾 PSA 设备的清单。该清单是挑选那些需在火灾 PSA 中进行考虑的部件的基础,并且是确定需在火灾 PSA 中对其进行分析的电缆的关键信息来源。火灾 PSA 设备清单中的设备应包括以下主要设备类型:

(1) 失效(由于火灾引起的)后会导致需在火灾 PSA 模型中考虑的一个始发事件发生的设备。

(2) 用于支持在火灾 PSA 中考虑的缓解安全功能的设

备,包括暗含在外部事件 PSA 恢复模型中的设备。

(3) 用于支持在火灾 PSA 中所考虑的操纵员动作的设备。

(4) 因误动作或其他火灾所导致的失效模式而会对在火灾 PSA 中所考虑的缓解安全功能有负面影响的设备。

(5) 因误动作或其他失效模式(火灾所导致的)而很可能在一个火灾损伤序列中导致不合适或者不安全的操纵员动作的设备。

2.2.1.3 火灾 PSA 电缆的选择(任务 3)

任务 3 的目的是对所有火灾 PSA 部件确定与其相关的电路/电缆的位置与布置。这些信息可用于确定受电厂不同位置所发生的火灾影响的潜在的与火灾 PSA 有关的部件。它包括以下几项关键内容:

- (1) 找出与火灾 PSA 有关设备的相关电缆。
- (2) 确定这些电缆的电厂布线位置。
- (3) 找出与火灾 PSA 有关的电源供应。

将与火灾 PSA 有关的电缆、设备及所处的电厂位置(火灾隔间和/或火灾区域)三者相互联系起来。

2.2.1.4 定性筛选(任务 4)

本节描述了对在任务 1 中定义的火灾隔间进行定性筛选的准则。定性筛选中的重点如下:

(1) 筛选准则和基准的定义,包括电厂停堆的触发因素和受控的手动停堆。

(2) 关于定量筛选中的重要设备清单和设备选择的准则。

- (3) 在定性筛选中对电厂设置更改的影响的讨论。
- 一个火灾隔间如果满足下面的条件将被筛选掉:

(1) 隔间没有包含在任务 2 和 3 中所确定的任何设备(以及和它们相关的电路)。

(2) 隔间发生火灾不会导致下述的情况发生:

1) 自动停堆。

2) 根据火灾规程或应对计划,应急操作规程或其他电厂方针、规程和实践中指定的内容需要进行手动停堆。

3) 使电厂出现了运行受限状态(LCO)而根据技术规格书中的要求需要进行受控的手动停堆。

2.2.1.5 火灾风险模型(任务 5)

任务 5 的主要目标是提供一个允许使用者设置或更新内部事件 PSA 模型以对火灾所引起的 CDF 和条件堆芯损伤概率(CCDP)进行定量化的方法。计算 CDF 与 CCDP 的最大不同之处在于计算中使用的火灾发生频率值,即在 CCDP 的计算中,将火灾发生频率设为 1.0 或 TRUE。任务 5 的主要内容包括:

(1) 挑选合适的火灾引起的始发事件和事故序列并根据设备清单和失效模式进行查验。

(2) 合并火灾引起的设备失效。

(3) 合并火灾引起的人因失效。

2.2.1.6 火灾发生频率(任务 6)

任务 6 是要估计出对应不同隔间(例如主控室和泵房)和火源(例如电动泵及其控制屏)的火灾发生频率及它们各自的不确定性分布。以位置和设备类型的组合作为始发频率组的参考,NUREG-6850 中提供了这些组的清单和它们各自的通用火灾发生频率的均值。

假定一些火源会有不同的火灾类型,并对此进行分类,例如,“电厂范围内的部件/泵”这一栏可参考电器火灾和油火灾。分类是根据火灾事件数据库(FEDB)中的火灾事件而确定的。继续以“电厂范围内的部件/泵”为例,在数据

库中的泵火灾事件经过复核,将其区分为油或电气火灾,这就是分类的基础。

在 NUREG-6850 中提供的频率值可应用于一个机组内的所有相关设备类别。例如,对于“电池”,发生火灾的频率均值为 $7.5\text{E-}4/\text{堆年}$,适用于一个机组内提供备用电力给直流电源母线的电池组。如果和一个机组有关的电池组有两个,则每个电池组的火灾发生频率均值将是 $3.75\text{E-}4/\text{堆年}$ 。如果在另一个机组中有四个电池组,则该电厂内每个电池组的火灾发生频率均值将是 $1.87\text{E-}4/\text{堆年}$ 。在火灾风险理论中,这是所采用的火灾发生频率模型的重要特点之一。

2.2.1.7 定量筛选(任务 7)

任务 7 的目标是在定量化筛选准则基础上,将电厂中满足筛选准则的火灾隔间筛选掉,降低需进行的详细火灾分析的工作量,需注意的是此任务不仅仅开展一次,而会随着后续任务的开展而反复开展。

2.2.1.8 仔细检查火灾模型(任务 8)

任务 8 主要有两个目的:

(1) 在一个具体的火灾隔间筛选出那些不会对目标(即重要的部件、设备)有威胁的固定火源。

(2) 分配严重性因子给未被筛选掉的固定火源。

任务 8 的开展需进行电厂走访,通过这个任务,可以降低需进行详细火灾传播分析的工作量。再者,应用严重性因子可降低在任务 6 中计算的隔间火灾发生频率,在进行详细的火灾模型研究前,又可筛选掉一些隔间。

2.2.1.9 详细的电路失效分析(任务 9)

任务 9 的目的是对每个未被筛选掉的火灾隔间/事故中的电路执行确定论的失效分析以找出那些会对必要的设备/部件所要求的功能有着负面影响(如误动作、控制丧失、电源丧失、误指示等)的电路/电缆,并且整理、归纳设备对由于火灾破坏而引起的可能的电缆失效的反应(如接地短路、热短路等)。任务 9 与任务 3 的不同之处在于:火灾 PSA 电缆的挑选过程是用来找出所有与火灾隔间有关的重要电缆的信息并进行整理、归纳的过程,而任务 9 则通过确定在假定电缆失效模式下的实际功能影响而进一步对分析进行提炼。

2.2.1.10 电路失效模式及可能性分析(任务 10)

在开展火灾 PSA 时,除了最初的火灾 PSA 中所考虑的典型情况外,火灾所导致的电路失效分析是必不可少的。任务 10 的目标是估算电缆的一种或多种具体的失效模式(例如接地、电缆内的导体短路、电缆间的短路等)的失效概率值。

2.2.1.11 详细的火灾模型(任务 11)

任务 11 是对发生在未被筛选掉的隔间内的火灾现象进行分析的最后一步。在任务之前,要围绕着隔间组织分析,假定隔间中的火灾有着广泛的影响。在任务 11 中,对于那些经过确认后认为是具有很大潜在风险的隔间(即未被筛选掉的隔间),提供了详细的分析方法。作为详细分析的一部分,考虑了火势的增长和传播,分析了在大火破坏一个特定目标之前,扑灭大火的可能性。

在任务 11 中一般需对三种火灾事故类型进行分析:火灾影响了位于一个隔间内的目标组;火灾影响了主控室;火灾影响了位于多个(超过一个)火灾隔间内的目标组(多隔间火灾分析),三种火灾事故类型的分析过程是类似的。

2.2.1.12 火灾发生后的人因可靠性分析(任务 12)

任务 12 是要评估火灾事故对在基本 PSA 研究(即内部事件 PSA 或者最初的火灾外部事件分析)中出现的人为动

作的影响以及确定作为电厂火灾缓解计划和规程的一部分而执行的新的人为动作并对其进行量化。可使用符合有关标准(如美国的 ASME 标准)的任一种人因可靠性分析方法来进行分析,主要内容包括所考虑的行为形成因子(PSF)和火灾影响、主控室撤离以及不考虑人因事件成功可能性的情况等。

2.2.1.13 火灾风险量化(任务 13)

任务 13 的目标是对火灾 PSA 模型进行量化,产生最终的火灾风险分析结果。主要内容包括:

(1) 对最终的火灾引起的堆芯损失事故序列模型进行量化,得出火灾 CDF(包括最终的火灾 CCDF 模型量化、得出最终的 CDF 值以及找出对火灾 CDF 的主要贡献者等内容)。

(2) 不确定性分析计算。

(3) 敏感性分析计算。

2.2.1.14 不确定性分析及敏感性分析(任务 14)

潜在的不确定性对火灾 PSA 分析结果的正确性及精度有着重要的影响,需对这些不确定性进行分析,确定敏感性分析情况组(有关的量化分析在任务 13 中开展),推荐按以下的步骤来开展不确定性分析:

(1) 确定与每个任务有关的不确定性。

(2) 确定解决这些不确定性的策略。

(3) 对不确定性进行审查以最终决定将要解决哪些不确定性以及解决的方法。

2.2.1.15 编写火灾 PSA 报告(任务 15)

火灾 PSA 报告中应包括以下内容:

(1) 引言。

内容包括对分析的目的、开展分析的原因、背景、过去对于该电厂已做过的火灾风险分析等的介绍性描述。

(2) 理论。

对所参考的火灾风险的量化方法进行描述。

(3) 火灾 CDF。

本节可根据各分析者的判断来进行组织。推荐包括以下几个方面的内容:

1) 所使用的数据库。

2) 电厂划分以及隔间的定义。

3) 电厂火灾发生后的停堆反应模型。

4) 电路分析。

5) 火灾 PSA 部件和隔间。

6) 定性筛选。

7) 火灾的火灾发生频率。

8) 火灾后人因可靠性分析。

9) 量化筛选-I。

10) 仔细分析火灾模型。

11) 量化筛选-II。

12) 详细的火灾模型——单个隔间。

13) 详细的火灾模型——主控室。

14) 详细的火灾模型——多个隔间。

15) 火灾风险量化。

(4) 不确定性和敏感性分析。

对敏感性分析的基础和重点进行讨论,提供对 CDF 的分析结果,对敏感性分析中的发现进行讨论。

(5) 发现、结果和建议。

推荐包括以下几个方面的内容:

1) 文件、档案和数据源清单。

2) 电厂走访笔记。

3) 所挑选的电厂反应模型。

4) 火灾 PSA 部件清单。

5) 电路分析。

6) 火源的火灾发生频率。

7) 人因可靠性分析。

8) 仔细分析。

9) 详细的分析——单个隔间。

10) 详细的分析——主控室。

11) 最终的火灾风险量化。

(6) 敏感性分析。

提供敏感性分析例子的完整描述,在每个例子中所考虑的各风险参数的变动,每个例子的最终结果以及有关的讨论。

2.2.1.16 电厂走访(支持性任务 A)

电厂走访的内容主要包括:

(1) 收集分析所需的数据并对已有的信息进行确认。

(2) 获得每个火灾区域的完整的隔间、设备布置信息。

(3) 确认电厂实际的火源数量及位置。

(4) 调查可燃物的位置、数量以及可与可燃物(燃料)有关的短暂人为活动。

(5) 确认火灾 PSA 中要考虑的设备、电缆。

(6) 确认有关的火灾防护措施。

(7) 确认在有关区域中对火灾 PSA 模型有影响的潜在因素。

(8) 确认防火屏障的位置以及完整性并找出潜在的火灾传播路径。

(9) 查证在分析中所使用的假设的合理性。

2.2.1.17 火灾 PSA 数据库系统(支持性任务 B)

任务 B 的目的是:

(1) 确定为支持火灾 PSA 项目所必需的数据库的功能要求,包括数据的分析、筛选和数据之间的相关性。

(2) 为评估已有的电厂数据库的特点和功能确定一个框架和评估过程,并为补充必要的数据库功能而对原数据库进行改进。

(3) 建立具有对应所感兴趣的火灾工况可以快速精确地评估潜在的相关设备功能失效的数据库。

2.2.1.18 对地震与火灾的相互作用的评价

对地震与火灾的相互作用进行定性的评价主要是要关注以下几个方面的内容:

(1) 由于地震而引起的火灾。

(2) 由于地震而引起的消防系统的功能退化。

(3) 由于地震而引起的探测和/或消防系统的误动作。

(4) 由于地震而削弱的人工灭火的有效性。

2.2.1.19 先进压水堆火灾 PSA 简介

先进压水堆的火灾 PSA 将以 AP1000 核电厂的火灾 PSA 以及 EPR 核电厂的火灾 PSA 为例,在以下两个小节中分别进行介绍。由于上述的火灾 PSA 分析方法比较新,先进压水堆核电厂的火灾 PSA 分析都是先于上述火灾 PSA 分析方法公布之前开展的,因此都没有严格按照上述的分析方法进行分析,相比较而言,AP1000 核电厂的火灾 PSA 分析开展得更细,更全面。

(1) AP1000 核电厂火灾 PSA 简介。

AP1000 核电厂火灾 PSA 是在 AP600 核电厂火灾 PSA 的基础上开展的,它按照三个不同的大的电厂区域(电厂除安全壳和主控制室之外的区域、安全壳以及主控制室)来开展分析,分析主要包括定性分析和定量分析两部分。

定性分析的主要内容包括：

1) 按照来自美国电气电力研究设计院 (EPRI) 的与相关文献类似的防火隔间定义对这三大电厂区域进行划分，划分出一定数量的火灾隔间。

2) 整理归纳出位于各隔间之内的系统和设备 (包括经过该火灾隔间的电源、控制、信号电缆)。

3) 对所有隔间中的火势传播穿过了隔间边界的可能性进行考虑，按照一定的基本准则对火势传播的可能性及其影响进行评估。

4) 对应各火灾隔间，确定电厂停堆要求是否存在。

5) 根据以上的内容，筛选掉发生火灾时不影响电厂安全的火灾隔间。

6) 对于那些没有被筛选掉的火灾隔间，要对其火灾后果进行定性评价，作为定性评价的一部分，要对不同火灾所导致的电缆失效模式 (断路或短路) 的后果进行考虑。

定量分析的主要内容包括：

1) 确定各未被筛选掉的火灾隔间的火灾发生频率 (其频率来源与相关文献中的火灾发生频率来源相似)。

2) 确定各火灾隔间发生火灾时所对应的火灾工况以及相应的 CCDP，即确定在每个火灾隔间发生火灾的情况下会失效的系统 (设备)，根据这些失效来选择 AP1000 一级 PSA 中合适的始发事件 (即确定相对应的事件树模型)，然后对事件树模型进行修改 (将模型内受该火灾影响的系统或设备设置为不可用)，对更改过的事件树重新进行计算，得到每个火灾工况的 CCDP。

3) 将火灾工况的发生频率与相应的 CCDP 相乘获得对应该火灾工况的 CDF 值。

4) 计算功率运行工况下，由火灾引起的总的电厂 CDF。

AP1000PSA 最后分析得到在功率运行工况下，由火灾而导致的 CDF 为 $5.61E-8$ /堆年。

(2) EPR 核电厂火灾 PSA 简介。

EPR 核电厂火灾 PSA 是主要针对功率运行工况下的 EPR 核电厂而进行的，与 AP1000 核电厂火灾 PSA 不同，它没有将电厂细分为不同的火灾隔间而是直接按照不同的电厂建筑如安全厂房、辅助厂房、安全壳等进行定性筛选。根据筛选结果，对安全厂房、燃料厂房以及汽机厂房开展了定量分析 (分析时又将燃料厂房和安全厂房归并在一起进行)，这些厂房的火灾发生频率取自通用数据 (来自于与 EPR 核电厂有着相似设计特点核电厂的统计数据)，分析中进行了如下的考虑：

1) 安全设施的冗余系列相互之间实体隔离。

2) 保守地假设一旦某厂房内发生火灾，则该厂房内的所有设备都将失效，不能用于保护电厂的安全。

3) 在确定火灾始发事件频率时，以一种简化的方式将火灾探测和灭火的影响考虑在内 (假设火灾探测和灭火功能的失效概率为 0.15，将初始的火灾始发事件频率乘以该值即得到用于定量分析中的火灾始发事件频率)。

4) 假定探测火灾用的仪表设备高度可靠，不对其进行分析。

5) 不对火灾保护系统进行分析。

6) 假设自动停堆装置不会受到火灾的影响。

EPRPSA 最终分析得到的 EPR 在功率运行工况下，由火灾而导致的 CDF 为 $3E-8$ /堆年。

2.2.2 功率运行工况下内部水淹一级 PSA

核电厂内部水淹事故是指核电厂内部的管道、储水容器等破裂，或者消防系统、喷淋系统的动作而引起房间内积累

大量水，淹没设备或者喷淋、飞溅或滴漏的水进入设备并造成设备失效的事故。

内部水淹一级概率安全评价的目的是：识别可能淹没电厂设备或造成不利条件使电厂事故缓解系统遭到破坏的电厂内部水源；识别并量化对 CDF 有贡献的水淹事故。

内部水淹 PSA 主要步骤包括：信息收集、合理假设、初步筛选评价、详细筛选评价、始发事件分析、始发事件频率计算、事件树模型建立和事故序列量化。流程图见图 5.6-7。

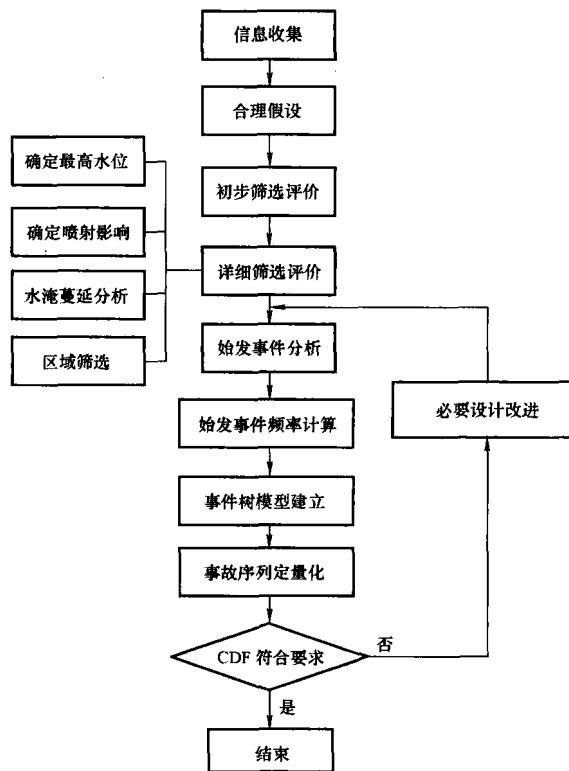


图 5.6-7 内部水淹评价框架

(1) 信息收集。

水淹分析的第一步是收集所需要的信息。执行水淹分析所需要的信息包括 (但不局限于)：厂房建筑图和设备布置图、潜在水源和排水途径、水淹探测及缓解措施、安全停堆部件的位置；内部事件 PSA，包括始发事件分析、事件树分析和故障树分析等。对电厂进行实地走访以确定所获取信息的正确性。

(2) 合理假设。

为了能够顺利有效地进行内部水淹 PSA，必须事先进行一些合理的假设和工程判断。在平衡考虑整个电厂的情况下，进行一些合理的假设，从而抓住重要的贡献项进行分析，有利于大大提高效率，并且得到合理的结果。下面给出一些合理假设的例子，当然，针对不同的电厂，其假设也是有较大差别的。

1) 假设管道断裂发展成双端剪切断裂。

2) 假设储水容器的破裂导致全部水流失。

3) 不考虑正常运行时不充水的管道。

4) 对于非能动部件，如止回阀、管道和水箱等，不考虑水淹对它们的影响。

5) 假设墙能抵抗可能的最高水位，因此在整个水淹事件中，假设墙是完整的。

(3) 初步筛选评价。

根据收集的信息，对核电厂各个房间进行粗略的筛选，

以快速地筛除对水淹危害没有贡献的区域。可以假设区域完全被水淹没,根据是否会导致反应堆停堆、是否会影响停堆保护系统和是否有潜在水源对区域进行筛选。

(4) 详细筛选评价。

完成初步筛选之后,对没有被筛选掉的区域进行更详细的筛选。这个详细筛选评价可以分为四个阶段:确定最高水位、确定喷射影响、水淹蔓延分析和区域筛选。

(5) 始发事件分析。

内部始发事件分析方法一般有四种:采用工程评估法、基于已有的始发事件清单、运行经验和主逻辑图方法。内部始发事件的分析为确认和评估水淹引起的始发事件建立了基础。

水淹相关的始发事件一般包括两部分:内部事件引起的水淹事件和水淹引起的事件。

(6) 始发事件频率计算。

通过确认每个水淹源和它的失效模式,结合失效数据,计算整个电厂范围内每个需要进一步分析的水淹始发事件频率。

如果一个区域内的水淹源只有管道破裂,那么在计算始发事件频率时,可以根据这个区域内的管道节数,以及管道失效频率,计算得到该区域内部水淹始发事件频率。如果水淹源是储水容器或者消防系统的误动作,则利用储水容器破裂率或消防系统误动作频率来计算其始发事件频率,其他情况也类似处理。

(7) 事件树模型建立。

通过前面各步骤的分析,获得了需要进行水淹分析的区域以及区域中需要分析的设备、水淹始发事件频率等信息,并确定了需要分析的始发事件。这一步的工作就是根据这些信息,确认能反映电厂情况和对应水淹缓解策略的合适事件树模型。例如,如果水淹情况引起两台主给水泵都失效,就使用失去两台蒸汽发生器主给水(即全部给水丧失)的事件树模型。

如果没有对应已有的事件树模型,则补充新的事件树模型。

(8) 内部水淹事故序列定量化。

选定及补充了事件树模型之后,将始发事件频率转换为水淹情况的始发事件频率,并根据水淹影响的设备的失效数据,进行事件树题头对应的故障树分析。然后联结事件树和故障树,定量计算获得水淹情况下的 CDF。

(9) 对核电厂内部水淹引起的 CDF 结果进行评价。

设计阶段的先进压水堆 PSA 也都包括内部水淹 PSA。例如 AP1000 的 PSA 报告中对内部水淹进行了详细的分析,分析的步骤主要包括信息收集、假设、初步筛选分析、详细筛选分析、始发事件筛选和频率计算和事故序列定量化,并且对功率运行和停堆低功率两种工况都进行了计算,给出了 CDF 的计算结果。CDF 计算结果如表 5.6-7 所示。

表 5.6-7 AP1000 内部水淹分析结果

事 件	整体 CDF (1/堆年)	
	功率运行	停堆低功率
内部事件	2.41E-07	1.23E-07
内部水淹	8.82E-10	3.22E-09
百分比 (%)	0.37	2.6

台湾省 Lungmen 核电厂对内部水淹 PSA 的分析结果如表 5.6-8 所示。

表 5.6-8 Lungmen 核电厂内部水淹分析结果

事 件	整体 CDF (1/堆年)	
	功率运行	停堆低功率
内部事件	3.45E-06	8.3E-09
内部水淹	2.3E-08	5.2E-10
百分比 (%)	0.67	6.3

美国新泽西州 Hope Creek 核电厂的内部水淹评价报告得到的结果是内部水淹 CDF 为 1.19E-07/堆年,占整体 CDF 的比例小于 1%。

法国 AREVA 公司的 EPR 采用类似的方法,根据确定内部水淹分析的主要任务、收集电厂数据、合理假设、对选定厂房进行筛选分析、估计始发事件频率、事故序列定量化计算这些基本过程,筛选之后重点对安全相关厂房、燃料厂房和汽机厂房进行了计算,得到始发事件频率分别为 2.5E-04/堆年、1.0E-03/堆年和 3.0E-03/堆年,功率运行情况下安全相关厂房(包括燃料厂房)内部水淹引起的 CDF 为 2.0E-08/堆年,汽机厂房内部水淹引起的 CDF 为 2.0E-09/堆年,总的内部水淹 CDF 为 2.2E-08/堆年。

2.3 低功率及停堆工况一级 PSA

低功率及停堆工况,涵盖了反应堆处于次临界状态或者次临界状态到某一功率(例如小于 15%额定功率)运行之间的瞬态。早期的 PSA 都是针对功率运行工况进行的,主要原因是一般分析者都认为停堆及大修时,潜在危害性较低。然而通过研究表明低功率及停堆 PSA 对堆芯风险的贡献与功率运行工况下的风险相当。

核电厂停堆过程实质上是电厂运行状态不断变化的过程,在此过程中电厂系统配置、安全防范措施及运行环境条件也在不断变化,不像功率运行状态可以近似地认为是一个动态的平衡状态,所以构造停堆运行状态下的电厂模型相当困难复杂。

为此,针对低功率及停堆 PSA,在实践中,目前采用的分析方法主要是“分阶段评价法”和“运行状态离散法”。“分阶段评价法”即分初步筛选分析阶段、详细定量评价阶段等,“运行状态离散法”包括确定不同的电厂运行状态(POS)及相应的始发事件。另外还引入了“停堆类型”和“时间窗口”概念,不同的 POS 和“时间窗口”将确定不同电厂系统配置和堆芯衰变热水平,从而对应不同的专设安全设施和安全功能的成功准则以及允许操作员干预的时间。在每个时间窗口里,对某一特定停堆类型下某一特定 POS 进行 PSA 的方法与功率运行下的 PSA 类似,如始发事件的确定、故障树和事件树的展开及定量化等。

2.3.1 停堆类型和电厂运行状态分析

2.3.1.1 停堆类型及电厂运行状态的识别

在低功率及停堆工况下,电厂运行配置和条件改变很显著。通常(对于离线换料的电厂),有下列三种停堆类型:

(1) 定期换料停堆。在此期间,会进行主要的维修活动。

(2) 专门为某些特殊的维修活动而进行的计划停堆。

(3) 功率运行期间发生某种干扰而要求停堆的非计划但可预见的停堆。

电厂技术规格书将这些工况分为若干运行模式,每一模式的运行要求各有不同。

分析应对低功率及停堆期间所有不同的 POS 都系统地进行检查,这些 POS 应与电厂技术规格书、运行规程和维

修规程规定的相一致。

每个 POS 的确定需要考虑如下因素：

(1) 要进行的计划。包括换料、维修以及对反应堆紧急停堆的恢复。

(2) 反应堆状况。如反应堆功率（对低功率）/衰变热水平（对停堆）、反应性系数和换料期间燃料的位置。

(3) 一回路状况。包括反应堆冷却剂系统压力、温度和水位，冷却系统是否完好或已经被打开进行检查或换料活动正在进行以及回路隔离阀开启或已关闭。

(4) 衰变热排出手段。包括蒸汽发生器、余热排出系统和燃料池冷却系统的使用。

(5) 安全系统及其支持系统的状态。如始发事件发生后可用的安全系统及列数；安全系统能否自动启动或需要手动启动；可用的支持系统及其列数。

(6) 安全壳和安全壳系统的状态。如安全壳是否已打开，因为在维修和换料期间它将会改变；哪些安全壳保护系统可用及可用列数。

(7) 屏障的状态。因为有些用于对功率运行 PSA 研究中的火灾和水淹的屏障，在停堆期间可能失效或不存在，如防火门可能开启，这样停堆期间火灾蔓延的可能性就和功率运行期间不一样。

(8) 电厂运行状态的持续时间。需要这个数据来理解堆芯损伤频率是怎么随时间变化，以及计算平均风险。

如果低功率及停堆 PSA 中包括了非计划但可预见的停堆，定义 POS 时要考虑导致停堆的原因。比如，如果导致停堆的原因是因为某系统故障，相应 POS 定义就要考虑这个问题。

此外，这一系列的 POS 应包括预期或即将到来的外部灾害发生之前的电厂停堆，如大风或洪水。所有这些相关性应予以考虑，并包括在 POS 的定义中。

2.3.1.2 电厂运行状态分组

通常，通过对低功率及停堆工况下活动的系统检查，会发现大量的 POS，而在低功率及停堆 PSA 中不可能对所有的 POS 都进行详细分析。根据 POS 在电厂状况、会发生的始发事件以及安全系统设备可用性上的相似性，对 POS 进行分组，以减少分析工作量。此外，低功率及停堆 PSA 有时也不分析那些持续时间很短的 POS，比如在两个长持续时间的 POS 中间的瞬变状态。应检查包括在同一组的 POS 具有相同的特性。若在分组过程中采取了保守假设，应保证这种执行方式不会误导 PSA 的结果。最终确定的 POS 应包括所有的功率运行 PSA 中没有包括的运行模式。另外还应考虑了乏燃料运输和存储，以及其他涉及放射性废物的活动。

2.3.2 始发事件分析

低功率及停堆 PSA 研究中要包括电厂内所有放射性源的可能释放。

2.3.2.1 始发事件的识别

在低功率及停堆工况下可能发生的始发事件类型包括：

(1) 威胁正常热排出的事件，包括在运行的热排出系统或支持系统上发生的故障。

(2) 导致一回路水装量丧失的事件，由于反应堆冷却剂系统管道破裂、维修失误导致的失水事故以及其他影响一回路边界的故障。

(3) 威胁一回路完整性的事件，包括在冷态时高压安注误启动。

(4) 影响反应性控制的事件，包括一回路硼浓度的降

低、清水进入一回路以及控制棒弹出或抽出等。

如功率运行 PSA，始发事件的识别应使用系统化的方法。所识别的始发事件要尽可能的完整，而且应与功率运行 PSA 的分析相一致。通过与同类型电厂的低功率及停堆 PSA 进行比较，以及开展相关运行经验的调研，从而保证没有遗漏有关的始发事件。

2.3.2.2 始发事件分组和筛选

始发事件分组和筛选的过程与功率运行 PSA 一样。分组后，每个始发事件组可用一个事件树模型来分析。分组准则要保证同一组里的始发事件在以下方面是相同的：

(1) 始发事件对安全系统和支持系统的可用性及运行的影响。

(2) 对安全系统和支持系统的需求（成功准则）。

(3) 预期的操纵员响应。

(4) 始发事件可能导致的后果。

在始发事件分组中，应保证同组中的始发事件事故进程是一样的，并且对安全系统和操纵员的响应要求是一样的。如功率运行 PSA，始发事件组的特征应基于组中要求最严格的始发事件来定义。同时，注意分组过程的省略、保守假定等，以避免误导低功率及停堆 PSA 的结果。

2.3.3 事件树分析

如功率运行 PSA，分析的下一步是对每个电厂运行状态下所识别出的始发事件组发生时电厂的响应进行建模：识别需要执行的安全功能、定义执行这些安全功能的系统的成功准则、构建事件树和研究事故序列。事故序列分析和系统分析通常采用事件树和故障树结合的方法。但是，对于低功率及停堆 PSA，采用该方法，描述与时间高度相关的并通过事故规程得到的事故进程有一定难度，可通过分阶段离散模拟和带边界条件分步描述以得到较好的结果。

2.3.3.1 成功准则

应对事件树分析中所考虑的后果（堆芯损伤状态）进行定义。对于导致不能从堆芯排出衰变热的始发事件，堆芯损伤的准则应与功率运行 PSA 的定义相一致。可能需要定义一些额外的准则，如对导致乏燃料运输或储存中丧失衰变热排出的始发事件、临界时间以及处理或存储放射性废物时发生的放射性释放。

如功率运行 PSA，应识别始发事件发生后为缓解事故必须执行的安全功能，应识别可用于执行这些安全功能的安全系统，并定义安全系统执行的最小要求（成功准则）。保证堆芯完好所要求的安全功能，与功率运行 PSA 的要求是一样的，只是成功准则可能根据衰变热水平的不同而不同。

低功率及停堆 PSA 中所使用的成功准则应有足够的分析予以支持。这需要进行热工水力或其他类型的分析，从使用完整热工水力模型详细计算低功率下排出余热的成功准则，到使用简单计算估计乏燃料水池汽化速率。在分析过程中，应尽可能地采用最佳估算的模型、假设和数据。

2.3.3.2 事件序列分析

低功率及停堆 PSA 使用的事故序列分析方法通常和功率运行 PSA 分析类似，比如用事件树/故障树方法建立逻辑模型。

对于一回路完整的运行工况，通常可根据功率运行 PSA 模型，再做些修正以反映不同的系统可用性和成功准则。例如，如果反应堆已经停堆，则反应堆停堆的题头可以去掉。如果在该 POS 下某些特定安全系统不可用，那么这些安全系统运行的题头必须去掉。对于需要额外的操纵员动作时也可以添加事件树题头，例如当自动信号已被禁止，需

要操纵员手动启动的情况。尽管逻辑是类似的,但分支点上的条件概率很可能不相同。

处于停堆中间阶段的运行工况,反应堆的行为可能完全不同,比如反应堆冷却剂系统处于中平面水位或已经打开。在这种情况下,需要建立全新的事件树。这些运行工况都必须重视,这些工况下的热工水力情景也需要正确理解。

2.3.4 故障树分析

如功率运行 PSA,系统分析通常用故障树方法进行,因此前面关于功率运行 PSA 系统分析方法对此也适用。故障树分析的起点可以是功率运行 PSA 中已研究的结果,有如下一些不同:

- (1) 安全系统成功准则可能不同。
- (2) 安全系统可能已在运行,而不是备用,如余热排出系统。
- (3) 安全系统可能需要手动启动而不是自动,如高压安注,在停堆时自动启动被禁止以防止冷却剂系统冷超压。
- (4) 冗余水平可能降低,因为安全系统的一些列可能已经退出服务。
- (5) 安全系统的运行模式可能不同,如涉及交叉连接的某些模式在维修活动中可能不能使用。
- (6) 要求的任务时间可能显著不同。

对于功率运行 PSA 未建模的安全系统,可能需要额外建立故障树,如乏燃料运输或存储需要的冷却系统。对于在功率运行 PSA 中建立并用于低功率及停堆 PSA 的故障树,必须采用系统化的方法,检查了电厂运行状态的所有特点对安全系统可靠性的影响,并在故障树中作必要的改动。

2.3.5 人员可靠性分析

功率运行 PSA 中关于人员可靠性分析和相关人误概率的分析方法,同时适用于低功率及停堆 PSA。

由于电厂在停堆期间的活动数量远远高于功率运行时的活动,而且复杂的程度更高,以结构化的、合乎逻辑的方式来开展人员可靠性分析具有重要意义。人员可靠性分析应很好地被记录下来,以便能够很好地追溯事件树/故障树中人因失误的建模过程。

估计低功率及停堆 PSA 中人因失误概率时,以下负面因素应予以考虑:

- (1) 放射性活度较高。
- (2) 诊断已发生的始发事件以及采取合适的恢复行动的困难程度增大。
- (3) 对某些安全系统由自动转为手动启动的变化。
- (4) 大量的维修工作由外部合同人员执行。
- (5) 在此期间的高工作负荷和长工作时间。
- (6) 规程不如功率运行下那么详细,因为停堆期间可能有大量不同的运行状态。
- (7) 关于如何处理停堆期间发生事故的培训,操纵员不如功率运行下那么充分。

同时也考虑如下一些正面因素,如由于衰变热水平低,操纵员可用的时间窗口比功率运行下要长得多。

人员可靠性分析要以系统化的方式来考虑这些因素,从而获得人因失误概率的估计值。方法与功率运行下的分析方法是一致的。但是,由于操纵员可用的时间窗口比较长,并且停堆工况下的长可用时间经常会超出关系式的适用范围,因此应注意有关时间-可靠性关系式的正确应用。

由于低功率及停堆 PSA 人员可靠性分析模型的复杂性,很有必要在报告中描述用保守筛选值进行初始定量化的过

程。这样可以识别出更为重要的操纵员错误。

人员可靠性分析模型要考虑操纵员行为之间的相关性。通常假设相继行动之间的相关性为高,除非它们由不同人完成,或在时间和地点上很好隔离。

2.3.6 相关性分析

功率运行 PSA 中所指出的相关性失效类型及其考虑的理由,对低功率及停堆 PSA 也适用。但是需要认识到:低功率及停堆 PSA 中识别出来的相关性失效和功率运行 PSA 中识别出来的很可能不一样。

分析应采用系统化的分析方法,去识别可能影响事故序列发展和安全系统可靠性的所有相关性。由于维修、试验及其他活动和对操纵员行动的高度依赖引入了更多的相关性,这些对低功率及停堆 PSA 是特别重要的。

分析应提供证据信息,说明所有相关性都被识别。该信息通常用相关性矩阵的方式提供,这对始发事件和电厂运行状态的分组、检查系统可用性以及支持事件树和故障树的建模都很有帮助。

低功率及停堆 PSA 中使用的共因失效概率需要进行仔细检查。因为维修、试验及其他活动可能引入额外的共因机理,从而影响共因发生的可能性,因此有关共因失效的参数与功率运行 PSA 使用的可能会不一样。

2.3.7 数据分析

在功率运行 PSA 要求的数据分析基础上,低功率及停堆 PSA 对数据分析有额外的要求。

2.3.7.1 始发事件频率

低功率及停堆 PSA 中使用的始发事件频率,或者从类似电厂的运行经验中获得,或用数学模型来计算,无论哪种情况,需要提供论据说明该频率是可适用的。

根据低功率及停堆 PSA 的目标,始发事件频率可定义为两类:

- (1) 目标是估计每个电厂运行状态对平均堆芯损伤频率的贡献,所使用的始发事件频率可以是年平均频率乘该电厂运行状态所占的时间份额。
- (2) 目标是估计在该电厂运行状态期间的即时堆芯损伤频率。

无论哪种方式,频率均以 1/堆年为单位。前一种方式下每个电厂运行状态对堆芯损伤状态发生频率的贡献可以相加,得到低功率及停堆工况对堆芯损伤状态发生频率的总贡献。第二种方式下,低功率及停堆 PSA 的结果可以用于画图,描述当电厂经历不同运行状态时堆芯损伤状态发生频率是如何随时间变化的。推荐采用第二种方式,因为可以检查到是否存在很高的风险峰值。在非常短的区间出现某些峰值,即使平均风险水平可以接受,可能也是不希望发生的。

始发事件频率应与功率运行 PSA 所使用的数据以及运行经验数据相一致。然而,这需要考虑数据源电厂和本电厂在设计 and 运行上的差异,并应反映在低功率及停堆工况下电厂配置可能不同的情况。

当修改功率运行 PSA 的始发事件频率然后用于低功率及停堆 PSA 时,要检查以下因素是否已经考虑:

- (1) 物理条件的差异,例如停堆期间反应堆冷却剂系统压力和温度低,这可能影响管道破裂失水事故的发生频率。
- (2) 维修中的操纵员错误,这可能影响流体系统因阀门配置错误而异常排流的频率。
- (3) 反应堆冷却剂系统过度排空,当一回路由位于主管道中平面水位时可能因人因失误而发生。

当采用诸如故障树分析方法来获取始发事件频率时，应确认分析包括了所有可能导致始发事件的原因。

2.3.7.2 设备失效率

低功率及停堆 PSA 使用的设备失效率数据原本应满足低功率及停堆工况的条件。然而，通常这样的数据无法得到，一般使用和功率运行 PSA 相同的设备失效数据。但分析中还是应考虑，在低功率及停堆 PSA 中，特别是各种运行状态，使用的设备失效数据要能反映低功率及停堆工况的条件，以及正在进行的相关维修活动。

2.3.8 内部火灾分析

低功率及停堆 PSA 的内部火灾分析基于功率运行 PSA，并注意下列事项：

- (1) 对于不同的电厂运行状态，所需的系统可能与功率运行 PSA 的不同，这需要收集其他区域和系统的相关数据。
- (2) 低功率及停堆工况下，火灾区域的边界可能发生改变，从而得到与功率运行 PSA 分析不同的火灾蔓延途径。
- (3) 由于维修活动的类型和范围不同导致火灾发生频率与功率运行 PSA 不同。

2.3.9 内部水淹分析

低功率及停堆 PSA 的内部水淹分析基于功率运行 PSA，并考虑到低功率及停堆工况的独特运行特性。

- (1) 水淹防护设施在低功率及停堆工况下状态可能发生改变，从而影响水淹蔓延范围。
- (2) 随着维修活动的进行，某些设备或物质可能处于排水槽周围，可能会增加排水槽阻塞概率。
- (3) 由于用水的目的及其分布的不同（如水分布在换料腔室），水淹源可能发生改变。
- (4) 在维修期间，某些临时系统设备和输水软管的增多，可能提高水淹的发生概率。

2.3.10 重物坠落

在维修停堆期间，有相对大量的重物被吊起，因此增加了发生重物坠落的可能性。此外，还可能在堆芯打开进行换料时或在乏燃料池里，发生重物坠落直接影响乏燃料的情况。应确认在各电厂运行状态下所有被吊起来的重物均被识别。典型重物包括反应堆压力容器封头内部构件、乏燃料箱和大型设备如泵和屏蔽块。应完成关于确认重物坠落可能性的分析。坠落可能导致始发事件、安全系统故障、乏燃料元件损坏或放射性废物的释放。分析应对可能坠入关键地区的发生频率有较好的估计。

2.3.11 事故序列量化

事故序列量化、敏感性分析、不确定性分析和重要度分析均可采用和功率运行 PSA 相同的技术来进行。与功率运行 PSA 的主要不同是敏感性分析在其中扮演更重要的角色。需要进行的序列敏感性分析包括：

- (1) 定义 POS 的边界条件的选择。
- (2) 安全系统设备可用性的假设。
- (3) 维修活动预期方式或其方式改变的影响。
- (4) 电厂运行状态的持续时间。
- (5) 成功准则随衰变热水平变化而变化的方式。

2.3.12 低功率及停堆 PSA 结果的解释

低功率及停堆 PSA 研究结果的解释要求同功率运行 PSA。每个电厂运行状态都应有相应的表述。建议按某典型的停堆计划，将结果按风险曲线方式表示。

2.3.13 先进压水堆低功率及停堆 PSA 简介

先进压水堆的低功率及停堆 PSA 将以 AP600 核电厂的低功率及停堆 PSA 为例，在附件 A2 中进行详细介绍。

2.4 二级 PSA

二级 PSA 为系统和安全壳分析。除了一级 PSA 所分析的内容外，还包括分析堆芯损伤事故的物理现象与进展过程、安全壳对所受载荷的响应及其失效时间与失效模式、放射性物质从损伤堆芯向环境的释放及相应的频率。放射性核素早期大量释放频率（LERF）是其中的一个量化结果。二级 PSA 对各种堆芯损伤事故序列造成的放射性释放的严重性作出分析，提供对电厂在堆芯损伤事故〔即严重事故（SA）〕下的易损性的深入了解，找出针对缓解严重事故的电厂设计中存在的薄弱环节，并为制定严重事故管理策略提供依据。

NUREG-1150 报告及相应的研究工作采用了直到 80 年代后期发展起来的技术和研究成果。重新评定了核电厂严重事故的风险。这一评定更新、扩展并改进了上述 1975 年 RSS 中的信息，提供了美国五座不同设计的核电厂的风险的图像，并向 NRC 提供了怎样将这些结果用于履行其安全责任和管理责任的见解。IAEA 就 PSA 的实施程序颁布了安全系列丛书。本节对二级 PSA 分析方法进行详细介绍，同时穿插介绍先进压水堆在二级 PSA 分析中的不同之处，以便更好地理解二级 PSA。二级 PSA 的主要工作流程见图 5.6-8。

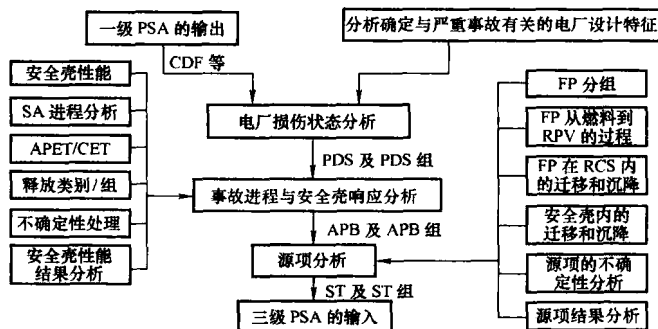


图 5.6-8 二级 PSA 主要工作流程

2.4.1 分析确定对严重事故有重要影响的电厂设计特征

进行二级 PSA 的第一项任务就是要熟悉电厂，深入了解、分析对严重事故进程和安全壳响应有重要意义的电厂设计特征，这些设计特征包括：

- (1) 堆芯结构、各组成部分的材料与质量。
- (2) 反应堆冷却剂系统的压力、温度、容积。
- (3) 安全壳结构及参数。
- (4) 安全壳排热系统。
- (5) 在电厂运行期间，安全壳内气空间的压力。
- (6) 厂隔室、地坑和堆腔的结构与布置。
- (7) 安全壳旁通的可能性。
- (8) 混凝土材料的化学成分。
- (9) 控制氢气的措施。
- (10) 用水。
- (11) 应急堆芯冷却。
- (12) 排出堆芯余热的其他途径。
- (13) 应急电源（交流、直流）。
- (14) 反应性控制。
- (15) 反应堆冷却剂泵（主泵）轴密封的冷却。
- (16) 反应堆类型及反应堆功率等。

上述这些设计特征对事故进程与所发生的物理现象很有关系。例如，堆腔的结构会影响熔融的燃料、包壳、结构材料混合物在安全壳底板上的扩展情况及发生的堆芯熔融物与

安全壳底板反应 (CCI); 而堆芯熔融物在高压熔穿后的喷放与散布 (HPME) 则与扩散的路径、隔壁的分隔情况及几何形状等有密切关系; 同样, 安全壳气空间中可燃气体的混合及分布与释放位置、安全壳结构和隔壁布置直接有关。

除了电厂设计特征外, 还必须参考、分析与事故进程的缓解和预防有关的运行规程。

2.4.2 与一级 PSA 的接口分析

一级 PSA 的结果是导致堆芯损伤的事故序列及电厂总的堆芯损伤频率 (CDF)。在进行二级 PSA 时, 必须将一级 PSA 所得到的信息传递到后继的事故进程分析中。这两者之间的接口即为电厂损伤状态 (PDS)。

一个 PDS 是一些具有类似特征 [如反应堆冷却剂系统 (RCS) 的压力、安全系统的可用性等] 的事故序列或割集的组合, 这些序列或割集预计会导致类似事故进程和安全壳响应。PDS 定义了堆芯损伤 (CD) 开始时电厂的状态, 从分析角度而言即事故序列频率分析结束、事故进程分析开始时的电厂状态。因此 PDS 给出了事故进程分析所需的初始条件和边界条件方面的信息。

2.4.2.1 PDS 的特征和属性

在 PDS 分析中首先要提出有关在 CD 开始时系统状态及物理参数方面的问题, 这些问题关系到事故的进展过程。确定这些问题, 也就是确定描述 PDS 的特征。一般涉及以下问题:

- (1) CD 开始时 RCS 的状态 (完整性)。
- (2) 应急堆芯冷却系统 (ECCS) 的状态。
- (3) 安全壳排热能力的状态。
- (4) 交流电源的状态。
- (5) 换料水箱 (RWST) 内水的状态。
- (6) 蒸汽发生器 (SG) 排热的状态。
- (7) 反应堆冷却剂泵密封冷却的状态。

以上每个问题有好几种可能的答案, 即 PDS 的每个特征有好几个可能的取值。例如第一个问题, 有七种可能: T——无破口 (瞬态)、A——大 LOCA、S1——中 LOCA、S2——小 LOCA、U1——SG 完整的 SGTR、U2——SG 不完整的 SGTR、V——ISLOCA。

针对每个特征, 分析各自的可能答案。为了便于信息的表达、交流和处理, 一个 PDS 可以用一个编码来标识。例如在某核电厂的二级 PSA 中, PDS 的编码为一个有 7 个字母组成的字母串, 按照特征的顺序每个字母代表不同的含义 (不同位置上的字母可以相同, 但含义不同)。这种编码不仅可以用来表示 CD 开始时的电厂状态, 更重要的是便于后继的事故进程量化分析。

2.4.2.2 PDS 的确定

在确定了 PDS 的特征、属性和相应的编码之后, 可对事故频率分析中确认的频率大于某一截断值的事故序列的割集进行分析, 按割集所代表的状态对 PDS 的各特征赋值 (赋予某一属性), 即将该割集划定为某一 PDS, 并按上述已定义好的编码系统赋予它一个代码。

一般而言, 一级 PSA 中的事件树大多只包括对 CD 序列进行响应和调节的事件和系统。用来定义 PDS 的大多数特征基于一级 PSA 事故序列分析中的顶事件。然而有些情况下一级 PSA 事故序列中未涉及对二级 PSA 分析很重要的系统的状态。例如对于堆芯损伤分析, 没必要知道安全壳喷淋系统 (SCS) 或喷淋再循环系统 (SCR) 是否失效。因此, 一级 PSA 事件树分析中喷淋系统的状态只简单地以一个顶事件来表示所有安全壳排热失效的形态。于是必须建立“桥树

(BET)”, 来说明二级 PSA 中安全壳喷淋系统的可用性。

2.4.2.3 PDS 的组合与量化

为了减轻后继的事故进程分析的工作量, 需要对所确定的 PDS 再进行组合, 以减少其总数。组合后的结果称为 PDS 组 (或称为最终 PDS)。PDS 组的数目一般为 10 个左右或更少。PDS 量化的过程与事故序列量化的过程相类似。在进行 PDS 量化时, 将构成每个 PDS 的所有割集组合成一个布尔表达式, 它是在该 PDS 中的所有割集的布尔和。然后根据这些割集及相应的数据对这个布尔表达式进行量化计算。

2.4.3 事故进程与安全壳分析

2.4.3.1 事故进程事件树的建立

用来进行事故进程与安全壳响应分析的事故进程事件树 (APET) 由一系列有关发生在压力壳内和安全壳内的事件及影响事故进程的物理现象方面的问题构成。建立 APET 的过程就是设计确定构成树的逻辑结构的过程。这包括确定问题及问题的次序, 确定所要包括的事件和现象, 确定问题之间的相关性, 并保证树的所有路径与物理现象的真实性相符合。因此, APET 的建立可分两步进行, 一是确定 APET 的问题, 即确定 APET 的顶事件; 二是确定 APET 的结构。当然, 这两部分是有着密切联系的。

(1) 事故进程事件树的顶事件 (问题)。

如前所述, APET 涉及一系列有关事故进程的问题, 这些问题所代表的事件即为 APET 的顶事件。APET 的顶事件是一些事故进程中影响放射性物质从堆芯向安全壳释放及从安全壳向环境释放的关键事件。这些顶事件不仅包括系统、设施等硬件的可靠性及操作员动作的可靠性, 而且还包括一些尚未被完全了解的特殊的物理过程, 如蒸汽爆炸、熔融堆芯可冷却性、熔融堆芯与混凝土相互作用等。不同目标和用途的二级 PSA 研究对分析的深度有不同的要求, 因而所建事故进程事件树 (或称安全壳事件树) 的顶事件的数量及树的详略程度亦有很大的差别。另外, 随着二级 PSA 分析方法的发展及对一些物理现象认识的深化, 所建的 APET 也与以前 PSA 中的有很大差别。在 RSS 中, 安全壳事件树有五个顶事件; 在 Oconee PRA 中, 安全壳事件树有 17 个顶事件; 而在 NUREG-1150 研究中, Surry 电厂分析的 APET 有 71 个问题 (顶事件); Peach Bottom 电厂和 Grand Gulf 电厂分析中 APET 的问题更多, 分别为 107 个与 125 个。

一般而言, 如果希望通过二级 PSA 研究, 既要对严重事故的进程和安全壳性能行为有较深入的了解, 又需要为严重事故管理提供依据, 则顶事件的选择不宜过于简单。我国设计的 300MW 核电厂二级 PSA 研究参考 NUREG-1150 的方法, 相应的 APET (简称 PC-APET) 定义了 54 个问题。

(2) 分析确定事故进程事件树的结构。

APET 是用来描述反应堆活性区燃料顶部裸露 (UTAF) 以后事故进展的各种可能途径的有效模型。由于事故的进展与事故的初始状态、电厂的设计特征等因素有关, 为了系统化地全面地分析严重事故进程的所有可能的途径, 而且可以通过计算机程序处理, 加快分析速度, APET 结构的考虑与一级 PSA 用于定义事件序列的事件树有很大的不同。对 APET 的顶事件力求将所有的可能答案都列出, 然后根据严重事故初始状态及事故的进展来选择答案, 即 APET 的多分支结构。

2.4.3.2 事故进程事件树评价程序 EVNTRE 简介

EVNTRE 程序是在 NUREG-1150 研究中开发的用来进行 APET 处理和评价的计算机软件。它可以处理以问题或以事

件树形式安排的事件树。每个问题可有多项选择答案。对每个问题的各个分支,以与路径相关的方式提供或计算分支份额(概率或频率)。EVNTRE 可对事件树作详细考察,根据初始概率或频率以及分支的份额计算各条路径的概率或频率。

此外, EVNTRE 可以在对 APET 进行评价时确定和处理树中的参数。参数是一些典型的 FORTRAN 变量,可用来表示安全壳压力、安全壳内氢气质量、蒸汽质量等。在树的评价过程中对参数的处理也较灵活,对简单的运算,如求和、求积、找最大最小值等, EVNTRE 程序本身可直接进行;对较复杂的运算,可通过称为“用户函数”的 FORTRAN 子程序来实现。在对树进行评价分析之前,计算机先对用户函数进行编译,并与 EVNTRE 相连接。参数值及用户函数的计算结果可用来确定分支概率。

EVNTRE 还具有处理多套输入的灵活性,以及快速分析的特性。因此, EVNTRE 可以进行不确定性分析,可用蒙特·卡罗方法来产生近似的从输入到输出的变换。所采用的抽样方法为拉丁超立方抽样(LHS)。

对 EVNTRE 程序的输出结果,还专门有一个后处理程序——PSTEVNT 来进行分类和按照源项分析的要求重新归并,以便将 APET 的分析结果传递到后继的源项分析中。

在以前的事故进程事件树分析中因不能处理大而复杂的树,导致了严重事故分析过于简化。而 EVNTRE 具有上述功能和特点,可以进行大型复杂的事件树分析,从而排除了对事件树分析的种种限制。因此, EVNTRE 程序的应用可使事故进程分析达到更为仔细、合理的程度。

2.4.3.3 事故进程事件树定量化

APET 的定量化就是确定 APET 中每个分支的概率或参数的值或者分布的过程。如果某个 APET 问题是不需要作不确定性分析,则在该问题中定义的分支概率或参数取确定的值即可。而如果由某个问题所处理的事件或现象对风险或对风险中的不确定性是重要的,则该问题要作抽样。对这些问题,必须确定分支概率或参数值的不确定性分布。虽然有些定量化工作在建树过程中已作了考虑,但定量化是一个与建立 APET 逻辑模型不同的过程。

有些事件或现象对风险或风险中的不确定性很重要。对有关这些事件或现象的问题需要作抽样。在这些问题中的分支概率和参数的分布由来自各单位的专家组成的外部专家组确定。这些专家具有用详细的机理性程序如 MELCOR、CONTAIN 等进行事故进程分析的经验,并对严重事故有关实验的结果有充分的了解。专家们考虑到每个程序的优缺点而对程序计算结果以及实验结果作出评价,各自给出 APET 中最重要的分支概率和参数的分布。然后,将各专家给出的分布加以综合,给出用于 APET 评价分析的综合分布。

在 APET 的逻辑结构以及每个分支概率和参数的数值(单个值或分布)确定之后,就可对 APET 进行评价分析,这种评价分析是用上述 EVNTRE 程序来进行的。在 NUREG-1150 研究中,采用了有效的蒙特·卡罗技术(LHS)来进行风险的不确定性评价。在进行国产 300MW 核电站二级 PSA 研究时,上海核工院自行研制了 LHS 程序,成功地解决了二、三级 PSA 中进行不确定性分析的技术难题。

在 EVNTRE 的运行模式中,无论是用定值模式还是用抽样模式来进行 APET 评价,评价结果都将产生大量非零概率的路径。对这些路径需要进行处理,即进行归并。

2.4.3.4 事故进程事件树分析结果的归并

(1) 事故进程集。

APET 的路径数非常大。对具有 n 个问题的 APET,若

每个问题只有两个结果,则路径数为 2^n 。因 APET 具有很多多分支的问题,因此路径数可能达到 3^n 或 4^n 。列出并描述一个 APET 的每条相容路径是不现实的。而要对这么多路径进行后继的源项分析,更是不切实际的。因此,在 APET 评价中, EVNTRE 将具有类似特征的路径组合成一个类别,称为事故进程集(APB)。EVNTRE 还计算每个 APB 中各路径的条件概率之和。在 APET 分析完成之后,可以用重新组合程序 PSTEVNT 来对 APB 按分析人员所希望的方式进行处理和再归并。初始组合形成的 APB 保留了确定源项(ST)分析的初始条件和边界条件所需的信息。而重新组合程序用来进一步将初始的 APB 组合成更一般的类别,以说明事故现象的某一特定方面的重要性。

(2) 事故进程集组。

因为 APET 的详细计算结果是有 11 个特征和上千种可能的 APB,这对分析结果很不直观。为了在报告中直观地表达结果,采用了一组事故进程集组(APB 组)。例如在 PC 的二级 PSA 中共归总了六个 APB 组,它们是:

- 1) 压力壳破裂(VB)和安全壳的 Alpha 模式失效(用 α 表示)。
- 2) 早期安全壳失效(用 ECF 表示)。
- 3) 晚期安全壳失效(用 Late-CF 表示)。
- 4) 安全壳旁通(用 Bypass 表示)。
- 5) 压力壳破裂(VB)但安全壳未失效(用 VB-NOCF 表示)。
- 6) 压力壳未破裂(用 NO VB 表示)。

2.4.3.5 事故进程分析的结果

事故进程与安全壳响应分析的结果包括:各 APB 的定义及其发生频率;各 APB 组的定义及其发生频率;各 APB 组的定义及其发生频率的不确定性分布;每个 PDS 组中各重要 APB 及其平均概率;各 PDS 组下 CD 受抑制的条件概率的分布;各 PDS 组下安全壳早期失效的条件概率的分布;各 PDS 组下每个 APB 组发生概率的平均值等。

2.4.3.6 先进压水堆中的事故进程与安全壳分析

上文介绍的事故进程与安全壳响应分析方法,其特点是:从堆芯损伤开始后,压力容器内外以及安全壳内可能发生的有关严重事故现象、影响以及缓解措施等事件(问题)都一一列出,找出前后事件的逻辑关系,然后用专用的软件进行计算。这种做法不仅使二级 PSA 中所考虑的问题都明确地反映在了所建立的 APET(CET)中,保证了各个问题之间定量关系的可追溯性;而且可以很方便地对某些不确定性很高的变量或参数进行定量分析,得出其对最终安全壳失效模式及概率的不确定性影响。其不足之处是除了一级 PSA 的软件外,还需要专门的处理 APET(CET)的软件。

由于先进压水堆的 CDF 较小,在进行事故进程与安全壳响应分析时,采用了保守、简化的 CET 分析,其优点是避免使用计算 CET 的专用程序,而直接使用一级 PSA 的软件(如 RISKSPECTRUM 程序)就可计算得到安全壳释放类别的频率。

下面以 AP1000 二级 PSA 的 CET 分析为例,来说明先进压水堆 CET 的构建。

在 AP1000 的内部事件功率运行一级 PSA 中得到 190 个主要事故序列,总结分析后得到 9 个 PDS,归纳 PDS 的方法与前文所述的方法类似。然后对每个 PDS 定义 CET, PDS 作为 CET 的始发事件,在 CET 中共定义了 14 个题头。具体描述如表 5.6-9 所示。

AP1000 安全壳事件树考虑的与其安全壳完整性有关的

代表严重事故现象的问题有：

- (1) 压力壳内燃料与冷却剂的反应。
- (2) 压力壳内氢气产生。
- (3) 蒸汽发生器蠕变失效。
- (4) 高压熔融物喷射。
- (5) 安全壳压力边界的熔化侵蚀。
- (6) 由衰变热引起的安全壳超压。
- (7) 压力壳的完整性。
- (8) 压力壳外燃料与冷却剂的反应。
- (9) 堆芯与混凝土反应及氢气产生。
- (10) 氢气燃烧和爆炸。
- (11) 安全壳壳体温度上升。
- (12) 安全壳内大气的温度上升。

表 5.6-9 AP1000CET 题头列表

题头数	题头	题头描述
1	PDS	某个特定的 PDS
2	DP	堆芯裸露后 RCS 降压
3	IS	安全壳隔离
4	IR	反应堆堆腔淹没
5	RFL	损坏堆芯再淹没
6	VF	堆芯碎片塌落到反应堆堆腔内
7	PC	被动安全壳冷却
8	VT	安全壳通风—操纵员行为
9	IF	超压安全壳 24h 内的完整性
10	IG	氢气控制系统
11	DF	扩散火焰
12	DTE	早期氢气爆炸
13	DFG	氢气燃烧
14	DTI	中期氢气爆炸

AP1000 在建立其 CET 时作了一些保守的假设以简化 CET 的量化及解决与以上严重事故现象有关的不确定性。这些假设是：

(1) RCS 的压力超过二回路安全阀整定值的高压序列从堆芯裸露到燃料包壳显著氧化会严重威胁蒸汽发生器传热管，引起传热管的蠕变失效。这使得 RCS 的泄漏通过二次侧安全阀旁通安全壳。

(2) 堆芯碎片大比例地塌落到堆腔会导致安全壳早期失效。

在确定每个题头的分支概率时，有五个题头用了故障树分析方法，它们是 PDS、DP、IS、IR 和 IG，其余的综合严重事故现象进行判断确定。AP1000 的 CET 分析中共得到了七个事故进程集并定义为释放类别，具体释放类别的描述如表 5.6-10 所示。

通过 CET 的量化分析，得到绝大多数的 CET 序列走向了安全壳完整的最终状态，而没有潜在的严重的裂变产物释放发生。只有 8.1% 的 PDS 走向了安全壳失效的最终状态。

表 5.6-10 AP1000 CET 释放类别列表

释 放 类 别	描 述
BP	安全壳旁通
CFE	早期安全壳失效
CFI	中期安全壳失效
CFL	晚期安全壳失效
CFV	安全壳通风
CI	安全壳隔离失效
IC	安全壳完整

2.4.4 源项分析

源项分析是二级 PSA 分析中的重要内容之一，主要体现在以下几个方面：

(1) 作为环境事故后果分析的输入源项（与严重事故频率相关的严重事故源项谱，可作为应急计划中烟羽和食入应急区范围大小的确定）。

(2) 确定电厂的早期大量放射性释放频率（LERF）。

(3) 通过不确定性分析来寻找放射性释放最敏感的事故序列，以便于电厂采取相应的对策措施。

(4) 确定源项的释放时间、释放份额和其他与释放相关的参数等。

2.4.4.1 源项分析程序简介

二级 PSA 参数源项分析由专门的源项分析程序进行，由两类不同的程序连接计算，分别是专门用于单个 APB 进行参数源项计算的程序，如美国用于 SURRY 核电厂二级 PSA 参数源项分析的 SRSOR 程序；国内用于 300MW 电厂二级 PSA 参数源项分析的专用程序 CHASOR 等；以及将成千上万的 APB 源项根据释放特征、释放时间和其他相关特性进行归并的 PARTITION 程序等。电厂的参数源项程序与电厂的特征参数、严重事故序列的特点有关。

参数源项程序分析中，不但能够得到对应于九个核素组的对环境的释放份额，同时还包括了释放的时间、释放的能量以及释放的高度等对后果分析非常重要的参数。

由程序计算得到的放射性物质释放，根据 STCP 程序的定义共有 60 个核素 [包括同位素和裂变产物 (FP)]，但是在后果分析中这些核素也不是被单个地进行分析和处理，相应地，在参数源项程序中，也不进行单个核素的计算和分析，而是把在释放途径中具有相似的化学和物理特性的核素作为一个组进行处理。从而把 60 个核素分成九个核素组。参数源项计算得到的放射性核素的释放份额就是对应于这九类核素组的释放份额。九类核素组及其所包含的核素见表 5.6-11。

2.4.4.2 对源项分析重要的电厂特征

在二级 PSA 源项分析程序中，重要的电厂特征如下：

- (1) 反应堆类型。
- (2) 热功率。
- (3) 安全壳类型。
- (4) 安全壳设计泄漏率等。

表 5.6-11 核素分类和每组所包含的核素

核素组	所包含的核素
惰性气体	Kr-85, Kr-85M, Kr-87, Kr-88, Xe-133, Xe-135
放射性碘 (I)	I-131, I-132, I-133, I-134, I-135
Cs	Rb-86, Cs-134, Cs-136, Cs-137
Te	Sb-127, Sb-129, Te-127, Te-127M, Te-129, Te-129M, Te-131M, Te-132
Sr	Sr-89, Sr-90, Sr-91, Sr-92
Ru	Co-58, Co-60, Mo-99, Tc-99M, Ru-103, Ru-105, Ru-106, Rh-105
La	Y-90, Y-91, Y-92, Y-93, Zr-95, Zr-97, Nb-95, La-140, La-141, La-142, Pr-143, Nd-147, Am-241, Cm-242, Cm-244
Ce	Ce-141, Ce-143, Ce-144, Np-239, Pu-238, Pu-239, Pu-240, Pu-241
Ba	Ba-139, Ba-140

2.4.4.3 源项分析的方法

(1) 参数源项分析的方法。

经过电厂特定的 APB 特征定义的二级 PSA 参数源项计算和分析的结果不但能够得到对应于九个核素组的对环境的释放份额,同时还包括了释放的时间、释放的能量以及释放的高度等对后果分析非常重要的参数。

通常放射性物质的大量释放来源于安全壳在 VB 前或 VB 时失效的事故序列,从而产生很严重的后果。在参数源项程序中定义了早期和晚期释放,早期释放发生在 VB 前、VB 时或 VB 后几十分钟内,晚期释放发生在 VB 后几个小时。通常,释放由于时间或释放地点的因素有所区别,详细描述如下:

早期释放是由于从燃料逃逸出来的裂变产物从 RCS 的释放,因此也被称为 RCS 释放。

晚期释放与早期释放相比要大得多,这是由于从燃料逃逸的裂变产物在堆芯混凝土相互作用 (CCI) 过程中释放而产生的,被称为 CCI 释放。晚期释放不但包含了在 CCI 过程中从堆芯释放出来的裂变产物,同时也包含了 VB 前沉积在 RCS 和安全壳中的来自燃料的放射性物质,这些放射性物质在 VB 后被再次挥发,从而参与释放。

在参数源项计算中,对应于早期释放的放射性核素的份额的计算式为

$$ST(i) = FCOR(i) \cdot \{FISG(i) \cdot FOSG(i) + [1 - FISG(i)] \cdot FVES(i) \cdot FCONV(i)/DFE(i) + [1 - FCOR(i)] \cdot FPME \cdot FDCH(i) \cdot FCONV$$

晚期或 CCI 释放的计算式为

$$STL(i) = FPARTL \cdot (1 - FREM - FPME) \cdot FCCI(i) \cdot [1 - FCOR(i)] \cdot FCONC(i)/DFL(i) + \{FCOR(i) \cdot [1 - FVES(i)] \cdot [1 - FISG(i)] + FREM \cdot [1 - FCOR(i)]\} \cdot FLATE(i) \cdot FCONRL(i)/DFL(i) + \text{Special Terms}$$

式中: $ST(i)$ 为核素组 i 在早期释放中向环境的释放份额; $STL(i)$ 为核素组 i 在晚期释放中向环境的释放份额; $FCOR(i)$ 为 VB 前从堆芯释放出来进入压力容器内的核素组 i 占堆芯总量的份额; $FISG(i)$ 为核素组 i 从堆芯释放出来并进入 SG 二次侧的份额; $FOSG(i)$ 为核素组 i 进入蒸汽发生器接着离开它进入环境的份额; $FVES(i)$ 为核素组 i 从堆芯释放出来进入 RCS 接着又离开它的份额; $FCONV(i)$ 为核素组 i 在没有专门的去污设施的情况下,离开 RCS 进入安全壳的份额; $FPME$ 为在高压熔化喷射中 (HPME), 喷射的熔融物占堆芯总量的份额; $FDCH(i)$ 为核素组 i 在 VB 时由于对安全壳直接加热而导致高压喷射进入环境的份额; $FPARTL$ 为参与 CCI 的核素占堆芯总量的份额; $FREM$ 为在事故工况下,不离开堆芯的核素占堆芯总量的份额; $FCONC(i)$ 为在没有专门的去污设施的情况下,核素组 i 由于 CCI 释放到安全壳的份额; $FCCI(i)$ 为参与堆芯混凝土反应的熔融堆芯占堆芯总量的份额; $DFE(i)$ 为专用安全设施对早期释放核素组 i 的去污系数 (喷淋等); $DEL(i)$ 为专用安全设施对晚期释放核素组 i 的去污系数 (喷淋等); $FLATE(i)$ 为 VB 后滞留在 RCS 中,但在事故后期被重新挥发的核素组 i 的份额; $FCONRL$ 为在没有专门的去污设施的情况下,晚期再挥发物质释放到安全壳的份额。

以上两个早期和晚期释放源项计算公式对源项分析中的所有 APB 适用。上述的参数,大多有一定的不确定性分布,每个核素组的释放份额都有 10 个不同的数值,分别对应于

拉丁超立方取样分布中 10 个不同置信度,即 0、0.01、0.05、0.25、0.50、0.75、0.95、0.99、1.0 以及中心值 (第 10 个)。它们之中的 FCOR、FVES、FCONV、FCCI、FCONC、FLATE 和 FDCH 七个参数预先由专家方案组确定,其他参数的分布也由不同的渠道确定或通过详细的转换公式获得。

1) FCOR 是指 VB 前从堆芯释放的放射性裂变产物进入压力容器的份额。根据锆的氧化量的不同而分成两种情况,即小于 40% 的锆被氧化和大于 40% 的锆被氧化。

2) FVES 为放射性物质从堆芯释放出来进入 RCS 接着又离开它的份额。分成四种情况: RCS 压力为系统设置压力,通过循环释放阀释放; RCS 高压,通过非常小的破口或 PUMP 密封进行释放; RCS 系统中压,通过相当于 2 英寸直径的破口释放; RCS 系统低压,通过一个非常大的破口释放。

3) FCONV 是指在没有专门的去污设施的情况下,放射性裂变产物离开 RCS 进入安全壳的份额。分成四种情况: VB 时安全壳发生破裂,破口尺寸 0.0093m^2 (0.1ft^2),干安全壳; VB 时放射性物质通过安全壳泄漏,湿安全壳; VB 时安全壳发生断裂,破口尺寸 0.065m^2 (7.0ft^2); 安全壳断裂发生在 CCI 之后,破口尺寸 0.065m^2 (7.0ft^2),无喷淋运行,干安全壳。

4) FCCI 是指参与堆芯混凝土反应的熔融堆芯占堆芯总量的份额。分成四种情况: 低锆氧化,无水; 高锆氧化,无水; 低锆氧化,有水; 高锆氧化,有水。

5) FCONC 是指在没有专门的去污设施的情况下,放射性裂变产物由于 CCI 释放到安全壳的份额。分成四种情况: 在 CCI 开始前发生泄漏,干安全壳; 在 CCI 前发生泄漏,湿安全壳; 在 CCI 前安全壳发生破裂; CCI 结束后接着发生安全壳破裂。在 CHASOR 程序对于安全壳不破裂情况下的泄漏定义为,对于所有九类放射性核素组在事故开始后 5 天内的总泄漏率为 0.009。

6) FLATE 是指 VB 后滞留在 RCS 中,但在事故后期被重新挥发释放到安全壳中的放射性物质的份额,其计算式为

$$FLATE(i) = FCOR(i) \cdot [1 - FVES(i)] + FREM \cdot [1 - FCOR(i)]$$

7) FDCH 是指放射性物质在 VB 时,由于对安全壳的直接加热而导致高压喷射进入环境的份额。根据 VB 时 RCS 系统压力的不同分成两种情况: VB 时 RCS 系统高压 (5.0~10MPa) 和 VB 时 RCS 系统中压 (1.0~5.0MPa)。

(2) 参数源项分析的方法。

APB 分析和随后的源项计算产生了大量的源项,对于所有的事件进程集,有成千上万个 (对于 300MW_e 核电站的源项个数为 46 405 个),对于这样大量的源项个数,要对每一个源项履行一次 MACCS 程序的计算是不可能的,同时也是不现实的。因此,美国 NRC 在源项计算和后果分析程序 MACCS 之间定义了一个源项归并程序 PARTITION,该程序的目的是为了形成具有相似特性的源项组,对应于一个能组进行一次 MACCS 计算。该程序主要履行以下操作:

1) 对每一个源项定义了一个早期死亡权重 EF 和一个晚期死亡权重 CF。

2) 在这些权重因子的基础上,把具有放射危险的相似源项归并成一组,同时对于每一源项组计算一个单一的频率——权重源项。

3) 在撤离时间的基础上,一个源项组被分成几个子组,

对应于每一个源项组计算一个频率——权重源项。

4) 产生各种各样简明的曲线图,以帮助检查归并的适当性。

5) 产生一个作为后果分析输入文件的输出文件。

2.5 三级 PSA

2.5.1 三级 PSA 工作流程

三级 PSA 的基本工作流程见图 5.6-9。

2.5.2 与二级 PSA 的接口分析

一、二级 PSA 研究主要是针对堆芯损伤频率 (CDF)、安全壳行为、严重事故释放源项序列和早期大量释放频率 (LERF),而三级 PSA 分析主要是针对二级 PSA 的分析结果进行环境后果评价、各种应急方面的措施对缓解环境后果的有效性分析、在二级 PSA 参数源项基础上的各项环境风险的分析和评价。另外,三级 PSA 的分析也可以为电厂应急计划烟羽应急计划区的确定提供相关的技术支持。

核电厂三级 PSA 分析主要用到两个程序,即用于环境后果和各种环境缓解措施有效性分析的 MACCS 程序和用于环境风险分析的 PRIMAS 程序。

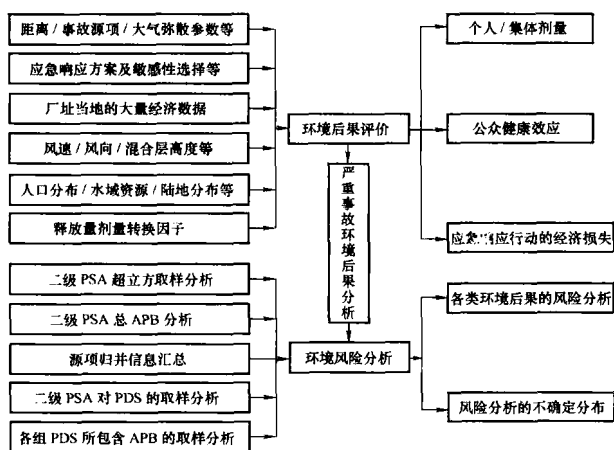


图 5.6-9 三级 PSA 的基本工作流程

MACCS 程序与二级 PSA 的接口主要是 ATMOS 输入文件中的二级 PSA 参数源项分析结果和核电厂平衡循环寿期末堆芯放射性总量。除了二级 PSA 参数源项的分析结果要输入 MACCS 作为输入数据的一部分之外,MACCS 程序需要的其他输入数据为:应急相应行动的不同方案、厂址所处地域的大量经济基础数据、天气数据文件、场址数据文件和剂量转换因子等。

PRIMAS 程序与二级 PSA 的接口主要为:风险分析,需要使用到大量的一、二 PSA 研究的成果和三级 PSA 研究的严重事故环境后果研究部分,如电厂系统分析、事故进程分析、源项分析、后果分析的结果。因而,分析用到的输入数据来自对电厂事故的各个阶段的 PSA 分析,包括系统分析、事故进程分析、源项分析和后果分析。主要体现在:200 次拉丁超立方的取样计算文件、二级 PSA 分析得到的总 APB 输入文件、PARTITION 程序进行源项归并的各 APB 的定位数据文件、对 7 组 PDS 的拉丁超立方取样计算结果文件和对 7 组 PDS 所包含的 APB 的 200 次拉丁超立方取样计算结果文件。

三级 PSA 分析程序本身也存在接口,主要是 MACCS 程序计算的环境后果 [例如 0~30km 急性死亡人数、0~30km 急性受伤人数 (呕吐)、1.5km 处急性死亡风险、0~30km 癌症死亡人数、0~5km 集体剂量、0~30km 集体剂

量、经济损失、0~5km 个人急性死亡风险、0~5km 个人癌症死亡风险等] 作为 PRIMAS 风险评价中的后果输入,PRIMAS 程序正是在这 9 类环境后果的基础上,结合二级 PSA 相关的分析,对每一类环境后果进行了风险分析。

2.5.3 严重事故环境后果分析

三级 PSA 环境后果分析是计算由二级 PSA 归并源项所产生的场外后果,模拟由电厂释放的放射性物质在大气中的扩散及沉积在地面上的过程,并计算放射性物质对人和环境的影响。包括 60 种放射性核素通过烟羽淹没照射、吸入照射、地面沉积照射、皮肤沉积照射、地面沉积再悬浮吸入照射、食入污染的水和食物的照射所致的剂量和健康效应。

环境后果分析分成早期照射和长期照射分别进行,对早期照射,主要考虑以下途径:

- (1) 烟羽淹没外照射。
- (2) 吸入内照射。
- (3) 地面沉积外照射。
- (4) 皮肤沉积外照射。
- (5) 地面沉积再悬浮吸入内照射。

对长期照射,考虑以下途径:

- (1) 烟羽淹没外照射。
- (2) 地面沉积再悬浮吸入内照射。
- (3) 食入污染的水和食物的内照射。

对直接照射途径,即烟羽淹没照射和地面沉积再悬浮吸入照射,计算生活在电厂附近的人群的剂量;对间接照射途径,即食入污染的水和食物的照射,计算食用这些受污染的水和食物的人受到的剂量。水体中的污染物考虑陆地沉积物被冲入水体和水面的直接沉积。食物途径模型考虑作物的直接沉积和土壤吸收。

环境后果分析中还应考虑短期和长期缓解行动。短期缓解行动包括掩蔽、撤离并紧急安置到烟羽应急计划区外。长期缓解行动包括晚期安置,限制土地的使用,废弃污染作物。再安置,土地去污、隔离和废弃由烟羽淹没和再悬浮吸入所致的长期剂量确定。农产品的处置由作物污染水平确定。农田中的作物废弃由污染农田的放射性水平确定。

环境后果分析可进行剂量值、健康效应及经济损失等的分析,并可以考虑在采取了各种应急防护行动后对环境后果的缓解。MACCS 程序可计算由 PARTITION 程序处理获得的每个源项组别所在的场外后果,分析中仅考虑天气条件的不确定性,而干沉积或撤离速度等参数的不确定性没有考虑。

所使用的 MACCS 程序可计算多种不同的后果,包括剂量值、健康效应及经济损失等,并可以考虑在采取了各种应急防护行动后对环境后果的缓解。分析参考国外的做法,基本上可选取其中的 9 种后果,即 0~30km 急性死亡人数 (人)、0~30km 急性受伤人数 (呕吐) (人)、1.5km 处急性死亡风险、0~30km 癌症死亡人数、0~5km 集体剂量、0~30km 集体剂量、总经济损失、0~5km 个人急性死亡风险和 0~5km 个人癌症死亡风险。

2.5.4 严重事故后果风险分析

三级 PSA 环境后果风险综合分析,需要使用到大量的一、二 PSA 研究的成果和三级 PSA 研究的严重事故环境后果研究部分,如电厂系统分析、事故进程分析、源项分析、后果分析的结果。因而,分析用到的输入数据来自对电厂事故的各个阶段的 PSA 分析,包括系统分析、事故进程分析、源项分析和后果分析。

系统分析给出电厂损坏状态的频率及其不确定性。依据

系统分析再开展事故进程分析、源项分析和事故环境后果分析计算。这些独立的计算采用以下经仔细定义的输入—输出界面而连接起来：

(1) 系统分析的结果被归并成电厂损坏状态作为事故进程分析的输入数据，各结果对应的概率作为最终风险计算的输入数据。

(2) 事故进程分析的结果被归并成事故进程组合作为源项分析的输入数据，各结果对应的概率作为最终风险计算的输入数据。

(3) 将源项分析的结果归并成源项组，作为后果分析的输入数据，各结果对应的概率作为最终风险计算的输入数据。

(4) 环境后果的对应概率作为最终风险计算的输入数据。

系统分析、事故进程分析、源项分析和环境后果的分析计算由一、二、三级 PSA 所用的各类程序进行计算分析，最终的环境风险则由 PRAMIS 程序计算。

环境风险分析主要是针对后果分析所得到的九类后果，进行全部 200 次拉丁超立方取样的风险计算和分析，并给出全部取样的风险平均值，以给出风险的不确定性分布和平均值。

2.5.5 结论

三级 PSA 环境后果和相应的风险分析，在核发达国家（如美国）已开展了特定厂址的详细计算分析（如美国的 SURRY 核电厂），国内只有上海核工程研究设计院针对某自主设计的 300MW 核电厂完整地开展了内部事件满功率下的一、二和三级 PSA。环境后果及风险分析能够为：

(1) 二级 PSA 参数源项确定环境后果。

(2) 核电厂烟羽应急计划区的划分确定合适的严重事故源项，并确定烟羽应急计划区的大小，以及各类环境缓解措施多减轻环境后果的作用。

(3) 各种不同的释放序列确定各自的环境风险，从而向二级 PSA 作反馈，以有针对性地开展相关的缓解考虑等。

3 严重事故分析与对策

3.1 严重事故现象

严重事故现象作为严重事故研究的基础，对其进行研究有助于严重事故的预防和缓解措施的制订。

严重事故的进程最显著的特征就是堆芯发生熔化，但除此之外，还包括非常复杂的物理和化学现象，这些现象据其所在的位置，可以分为：

(1) 压力容器内的现象。包括压力容器和反应堆冷却剂系统内的现象。

(2) 压力容器外的现象。包括反应堆堆腔内的现象和安全壳内的现象。

根据上述分类，以下章节对压力容器内外严重事故现象进行具体描述。

3.1.1 压力容器内的现象

3.1.1.1 堆芯加热和损伤直至丧失形状

当堆芯丧失热移出能力时，堆芯逐渐加热，燃料组件的包壳材料开始软化、肿胀直至失效并释放间隙气体。如果堆芯温度继续升高，包壳材料将开始熔化。随着堆芯温度的升高，包壳材料能够与燃料发生反应，形成低熔点合金，使燃料温度远低于其熔点就开始熔化。如果燃料没有下部支撑，即使没有熔化也会往下跌落。当然，如果堆芯温度继续上升

到其熔点温度，则燃料直接熔化。

3.1.1.2 锆氧化/氢气产生

在堆芯加热进程中，燃料包壳中的锆与周围蒸汽反应形成氧化锆和氢气。锆水反应是放热反应，其产生的热量远远高于衰变热，从而成为影响堆芯熔化进程中的主要因子。锆水反应的速度受下述因素影响而变得复杂：阻塞造成蒸汽流量的减少、氧化层的形成、上部区域的水蒸气浓度由于下部区域水蒸气因锆水反应被消耗而降低等因素。氢气的产量受严重事故进程和操纵员的干预等因素影响。

3.1.1.3 冷却剂回路传热和流体流动

在堆芯加热进程中，高温气体离开堆芯在反应堆冷却剂系统内流动。在低压序列中，这些高温气体流向回路的破口。在高压序列中，自然循环有可能被建立起来，同时伴随着稳压器卸压阀/安全阀的开启而形成的释放路径。高温气体主要由裂变产物气体和蒸汽组成。由于裂变产物也是热源，当其在反应堆冷却剂系统内迁移和沉积时，可能使反应堆冷却剂系统的薄弱环节失效。

3.1.1.4 裂变产物从燃料内部释放到反应堆冷却剂系统

当包壳失效时，裂变产物已经迁移到包壳和燃料之间的间隙中。当燃料加热到熔点温度，惰性气体和许多挥发性的裂变产物将释放至反应堆冷却剂系统。惰性气体随着其他气体在反应堆冷却剂系统内迁移。其他裂变产物既可能沉积在反应堆冷却剂系统内，也可能迁移到安全壳内。当气体流出堆芯，其中挥发性最低的结构和控制棒汽化材料将冷凝成气溶胶。

3.1.1.5 堆芯损伤和外形丧失

严重事故进程中堆芯熔化一般要经历三次显著的材料迁移和固化的过程：

(1) 金属锆的迁移固化。

(2) 燃料塌陷下落，迁移固化。

(3) 熔融堆芯塌陷到下腔室。

三哩岛事故中，其堆芯就演绎了上述进程，图 5.6-10～图 5.6-12 分别演示了上述三个阶段。

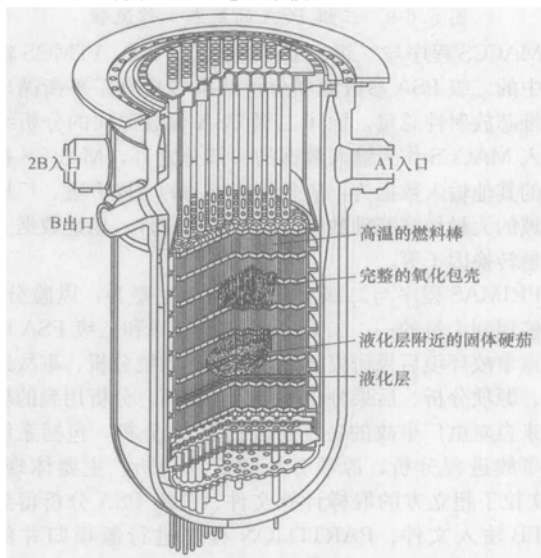


图 5.6-10 金属锆的迁移固化

在堆芯加热过程中，控制棒首先失效。对于压水堆的银-铟-镉控制棒而言，通常其在不锈钢控制棒熔点 1700K 左右失效。镉在控制棒失效时，很快地汽化，而在堆芯外冷凝成气溶胶。熔化的银和铟向下沿着控制棒不锈钢导向管迁移，在堆芯下部冷却凝结；或者跌落到下腔室的水中，产生

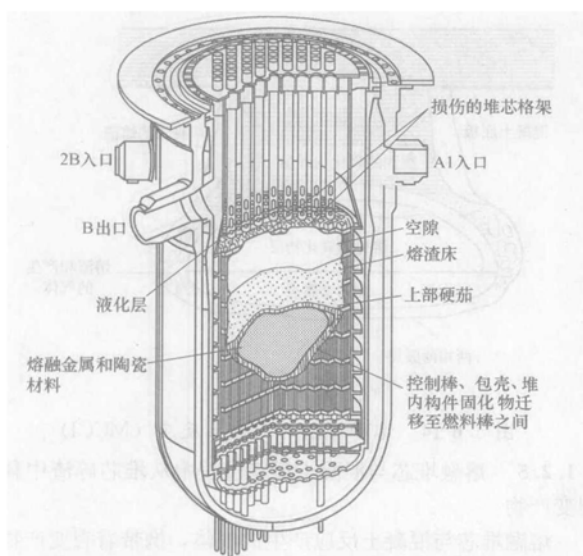


图 5.6-11 燃料塌陷下落，迁移固化

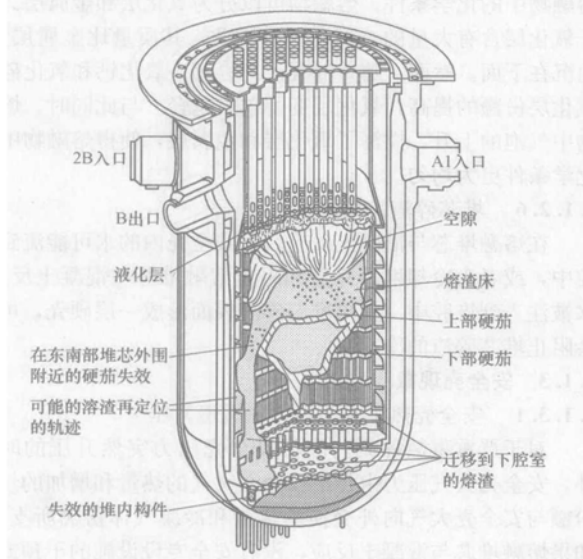


图 5.6-12 熔融堆芯塌陷到下腔室

大量的蒸汽，暂时缓解了堆芯的水蒸气缺失。由于不锈钢在1500K左右可以与锆和 Inconel 激烈的反应形成合金。锆包壳中二氧化锆和可燃毒物在1750K左右形成锆合金，在2200K左右形成混合二氧化锆和二氧化铀的合金。对沸水堆而言，碳化硼和不锈钢在1500K形成合金。不锈钢控制片包壳液化后，迁移，并可能由于在堆芯下部冷却而阻塞堆芯通道。

随着严重事故进程的发展，堆芯温度继续升高，当包壳温度达到熔点温度，熔融金属锆从破裂的二氧化锆膜流出，沿着燃料棒向下迁移，如同蜡烛熔化的过程一样。在此过程中，由于金属锆向下迁移，远离堆芯上部高温氧化区域，从而有效地减少了温度的快速升高和锆水反应产生的大量氢气。金属锆的迁移是压力容器内堆芯熔化进程中首先出现的堆芯丧失形状的三个显著现象之一。

随着蒸汽的蒸发，堆芯碎渣区域（包括残留在底部的迁移固化的锆和液化燃料以及大多数陶瓷燃料碎渣）被带走，所以熔化首先从中心开始，这使得下面的硬肋和堆芯支撑构件的负载增加，最终致使下面的硬肋或堆芯支撑板失效，塌陷到下腔室，其表面被下腔室的水淬火。熔融堆芯塌陷到下腔室是堆芯融化进程中第二个显著现象。

在自身催化的氧化过程中，随着熔融金属锆的迁移，只

剩下没有包壳的燃料棒还竖立在堆芯保持原状。随着事故进程的发展、堆芯温度的升高，陶瓷燃料开始塌陷下落，这也是压力容器内堆芯熔化进程中其次出现的堆芯丧失形状的三个显著现象之一。陶瓷燃料塌陷后，在迁移固化的锆和液化燃料上面形成熔渣床，这改变了熔融碎渣的热工特性，包括流动阻力。此外，陶瓷燃料的塌陷也终止了压力容器内的自然循环。

3.1.1.6 压力容器堆芯熔融材料和冷却剂反应

当大量的熔融堆芯塌陷到下腔室，其表面与下腔室的水发生淬火，出现压力峰值，同时产生大量的蒸汽，并与未氧化的锆反应产生相当多的氢气。淬火速度大小直接影响到压力峰值的大小，快速的淬火速度甚至可能造成蒸汽爆炸。在低压熔堆序列中，当大量的熔融堆芯跌落到下腔室的水中，可能导致蒸汽爆炸。蒸汽爆炸的过程如下：熔融堆芯分裂成碎渣。这些碎渣颗粒表面形成一层蒸汽膜，这减少了传热。一个小的振荡能够破坏该半稳定状态。在几个毫秒内，从燃料中心和周围的水之间出现极高的传热速率，导致水相到汽相的突变。随着冲击波在系统中扩展，碎渣表面的水蒸气膜被去掉，碎渣继续分裂成更小的颗粒，这进一步提高了传热速率，扩大了冲击波。

3.1.1.7 压力容器熔穿

一旦下封头的堆芯碎渣不可冷却，下封头的结构就逐渐开始失效。如果压水堆的堆芯仪表贯穿件在下封头，则该部件可能首先失效。如果堆芯碎渣和熔融物分层，由于具有较高热导率的银金属浮在陶瓷燃料上面，将大量热量集中传导到其轴向高度水平相当的压力容器部分，从而使其可能发生失效。在沸水堆中，由于大量的控制棒驱动机构和仪表贯穿件位于下封头，因此一般下封头出现局部失效。

3.1.1.8 压力容器弹射失效

对于某些反应堆而言，还有一种高压熔堆——“压力容器弹射失效”十分重要。在这种工况中，压力容器局部熔穿之前，压力容器环焊缝突然失效，造成下封头整体性塌落失效。熔融物持续加热压力容器的内表面，最终导致其发生蠕变塑性变形。随后，压力容器内的高压力导致环焊缝突然破裂。如果堆腔容积较小，由于反作用力，突然从压力容器向下喷射的水蒸气和熔融堆芯反向推动压力容器可能导致安全壳失效（该安全壳失效模式称为 α -失效模式）。

3.1.2 压力容器外的现象

如果熔融物在堆内得不到及时有效的冷却，压力容器将会失效。压力容器失效后，堆芯熔融物及大量的放射性裂变产物迁移到安全壳内。安全壳内的严重事故现象，如图5.6-13所示，主要包括：

- (1) 混凝土与熔融堆芯相互作用（MCCI）。
- (2) 可燃气体燃烧。
- (3) 安全壳直接加热（DCH）。
- (4) 蒸汽爆炸。
- (5) 安全壳缓慢升压。
- (6) 伴随上述过程的裂变产物的迁移等。

3.1.2.1 堆芯碎渣从压力容器向外喷射

堆芯熔融物和碎渣向外喷射的速度取决于压力容器失效模式（升压、贯穿件失效、整体性失效等）。此外，还取决于压力容器失效前反应堆冷却剂系统的压力。如果压力足够低，熔融堆芯将在重力的作用下跌落到堆腔中。如果熔融堆芯在压力的作用下喷射出来，则将分散到整个堆腔并且可能扩散到安全壳其他区域，向安全壳的传热增加，可能造成安全壳压力超压甚至挑战其完整性。这种现象称为安全壳直接

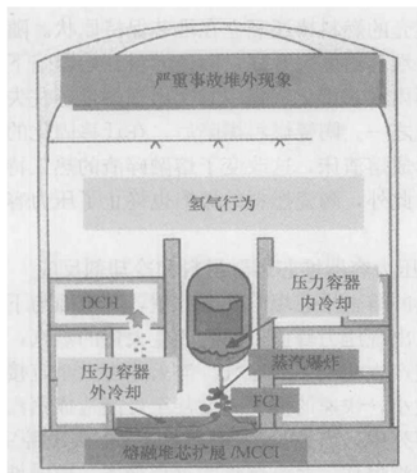


图 5.6-13 压力容器外的现象

加热。

与低压熔堆相比，高压熔堆除了可能引起安全壳快速升压之外，还有其他不利的影响。由于熔融堆芯不仅散射到堆腔中，还扩散到安全壳其他区域，可能会损伤安全壳贯穿件并且可能影响冷却安全壳的循环系统。如果高压熔堆导致熔融堆芯喷射到堆腔或安全壳大气中，这些颗粒的传热率必须考虑以便估计安全壳的载荷。此外，熔融堆芯喷射在安全壳大气中，可能导致残留在熔融物中金属锆和其他不锈钢材料氧化反应从而产生大量的热量。如果安全壳内的氢气浓度达到燃烧阈值，则高压熔堆产生的悬浮在空气中的颗粒可能使之燃烧。安全壳直接加热伴随着氢气燃烧将可能使安全壳失效。即使氢气浓度低于燃烧限值，扩散的熔融碎渣颗粒也可以作为催化剂加快氢气和氧气的复合。氢气复合产生更多的能量使得安全壳压力和温度升高。

熔融堆芯的散射还能引发其他危害。如果压力容器失效时，堆腔充满水，则问题更为复杂。堆芯碎渣分裂产生大量的蒸汽，有可能产生蒸汽爆炸，同时引起安全壳的动态负载。

对于高压序列而言，为了避免安全壳直接加热，在压力容器失效前采用反应堆冷却剂系统快速降压。然而，由于反应堆冷却剂系统降压，可能会增加压力容器内蒸汽爆炸的可能性。

3.1.2.2 压力容器外堆芯熔融物和水反应

当熔融堆芯从压力容器向堆腔喷射时，在某些序列工况中，熔融堆芯可能跌落到水中。因此，再次发生蒸汽爆炸，由其产生的压力峰值可能威胁安全壳的完整性。在堆腔有水的高压熔堆工况，堆腔的水可能被驱使喷射到安全壳其他区域。压力容器熔穿后堆芯碎渣进入堆腔时，堆腔内水由于快速蒸发产生压力峰值。在堆腔内的压力峰值甚至比安全壳总体压力峰值还高。

3.1.2.3 氢气爆炸或高压熔堆时的裂变产物释放

如果堆芯碎渣在安全壳大气中分裂细小的颗粒，氢气爆炸或高压熔堆将产生更多的裂变产物释放。安全壳内的氧气和水蒸气，能够起到氧化作用，这种机理称为“氧化释放”。

3.1.2.4 熔融堆芯与混凝土反应和气体产生

如果熔融堆芯跌落到堆腔底部的混凝土，并且处于不可冷却状态，则熔融物将其热量传给混凝土。当混凝土受热后，开始分裂和分解，如图 5.6-14 所示。混凝土分解过程中，产生大量气体；如果混凝土是石灰石，除水蒸气外还有一氧化碳和二氧化碳。混凝土分解和气体产生的程度取决于混凝土的成分。

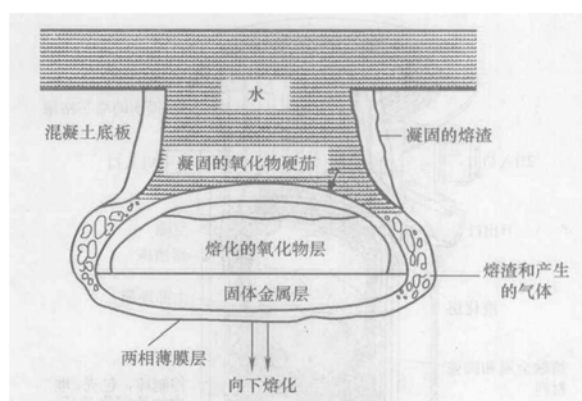


图 5.6-14 熔融堆芯与混凝土反应 (MCCI)

3.1.2.5 熔融堆芯与混凝土反应过程中从堆芯碎渣中释放裂变产物

熔融堆芯与混凝土反应产生的气体，携带着裂变产物蒸汽和气溶胶在熔融物中冒泡上升。裂变产物的放射性取决于熔融物中的化学条件。熔融物可以分为氧化层和金属层。由于氧化层含有大量的二氧化铀，因此，其质量比金属层重，而沉在下面。然而，随着混凝土的分解，氧化钙和氧化硅在氧化层份额的提高，氧化层变得越来越轻。与此同时，熔融物中气泡的上升，搅浑了氧化层和金属层，使得熔融物中的化学条件更为均匀。

3.1.2.6 堆芯碎渣淬火

在熔融堆芯与混凝土反应后，安全壳内的水可能流到堆腔中，或者为冷却堆芯碎渣和阻止熔融堆芯与混凝土反应，水被注入到堆腔中。如果堆芯碎渣表面形成一层硬壳，可能会阻止堆芯碎渣的冷却。

3.1.3 安全壳现象

3.1.3.1 安全壳热工水力行为：缓慢升压

对于严重事故序列，除了安全壳压力突然升压的时刻外，安全壳大气压力由传给安全壳大气的热量和增加的气体份额与安全壳大气向外交换的热量和冷凝气体份额所支配。如果熔融堆芯与混凝土反应，没有安全专设设施的干预或者通风，安全壳压力会持续升高直至安全壳失效。

3.1.3.2 氢气燃烧

对于氢气燃烧而言，存在三种不同的燃烧方式：由扩散火焰引发的局部燃烧、爆燃和爆炸。氢气爆燃是指火焰以亚音速移动的燃烧方式。可燃气体向不可燃气体的热传导和扩散，使之温度也上升至燃烧温度。局部燃烧和爆燃加热安全壳大气，从而对安全壳造成静态或准静态载荷。氢气爆炸是指氢气以超音速传播燃烧区域或燃烧波，对安全壳产生动态载荷。这种动态压力载荷可能破坏安全壳或重要的安全设备失效。

3.1.3.3 安全专设设施

有些安全壳具有带走安全壳热量和蒸汽的安全专设设施：喷淋、通风冷却机组和冰床。当这些设施运行时，将影响安全壳的热工水力行为。如果这些设施去除水蒸气，将使安全壳不惰化，从而可能引发氢气燃烧和加速氢气火焰的传播。如果火焰传播过程中遇到障碍物，由之造成的扰动可能提高燃烧速率甚至发生爆燃—爆炸转变。

3.1.3.4 安全壳内的裂变产物的迁移：自然迁移

安全壳大气中惰性气体氦和氩将与其他气体混合。除碘以外，所有的悬浮在空中的裂变产物都以气溶胶的形式存在。在这一过程中，一个重要的因素是这些颗粒以多快的速度沉积在安全壳表面。沉积速度强烈地取决于颗粒尺寸。如

果颗粒半径在 $0.5 \sim 1 \mu\text{m}$ 之间, 则颗粒能够在空中悬浮几小时。沉积速度还取决于颗粒增长速度。增长机理是颗粒碰撞和粘贴一起, 造成颗粒凝聚。此外, 水蒸气凝结在气溶胶表面, 可以有效地去除大气中的水蒸气。

3.1.3.5 裂变产物滞留在水池: 水洗效果

对于某些序列, 由于水洗效果, 气体负载的裂变产物被水池清洗。水洗效果取决于多少裂变产物从气体中迁移到水中。随着流动速率的提高, 不确定性也随之升高, 当气泡聚集合并, 搅拌形成紊流。气泡中气溶胶的尺寸不仅影响气泡特性, 而且气溶胶的净化因子强烈地依赖于它。

3.1.3.6 裂变产物在安全壳内的迁移: 安全专设设施的作用

虽然安全专设设施运行的主要目的是带走热量和水蒸气, 同时这些设施的运行也加速清除安全壳大气中裂变产物。喷淋液滴能够吸收碘蒸气和捕获气溶胶。当水蒸气将其热量传给气溶胶表面时, 其在气溶胶表面沉积速度也随之加剧。因此, 冰凝汽器和通风冷却机组的运行可以加快清除气溶胶。

3.1.3.7 裂变产物滞留在泄漏路径

当安全壳压力升高时, 其壁面出现裂缝。安全壳的失效压力是指当安全壳壁面出现狭长曲折的裂缝或者较大的破口, 安全壳压力无法继续上升并且开始下降时的数值。对于后者而言, 裂变产物直接释放到周围环境; 而对于前者, 气溶胶可能滞留在安全壳墙面的裂缝中。

3.1.3.8 安全壳排放

由于安全壳失效模式和失效时间的不确定性, 相当多的电厂决定安装安全壳通风系统作为最终的保护系统。虽然这项措施提高了小剂量裂变产物释放概率, 但却大大降低了大剂量不可控的裂变产物释放概率。

3.1.3.9 再挥发和再悬浮

在源项计算中, 无论悬浮裂变产物是否沉积在反应堆厂房内, 仍然假设其对环境产生威胁, 由于裂变产物具有独立的热源不可忽视直至其处于长期可冷却状态。如果限制区域有大量裂变产物沉积, 需要特别注意。

3.1.4 SA 分析手段

上述这些可能引起或发生在严重事故工况下的现象, 已引起世界上各国的重视, 并进行了广泛深入的理论和试验研究。自 20 世纪 80 年代以来, 世界上许多国家, 如美国、德国、法国、日本、俄国、韩国、芬兰、意大利、加拿大等, 在该领域投入了大量的人力物力, 如美国核管会 (NRC) 的 SFD、CSARP 计划, 美国电力研究公司 (EPRI) 的 ACE 计划, 法国原子能安全防护研究所 (IPSN) 的 PHEBUS/FP 计划等。除此之外, 各国都作了大量的针对各种个别现象的试验, 并开发了各种基于其试验结果的分析模型; 其他如 NRC 的 SFD 计划, 德国的 CORA 试验也进行了燃料损伤等与堆芯熔融相关的试验, OECD 的 RASPLAY 计划是使用实际材料进行的整体试验, 用于评价压力容器低压头内堆芯熔融物保持的可能性。JRC-ISPRA 的 FARO/KROTOS FCI 试验, 韩国的 SONATA 计划, 日本的 ALPHA 试验, 德国的 CORA 试验, FZK 的 QUEOS 和 PREMIX 试验, 美国的 MACE 试验, 日本 NUPEC 的 COTELS 试验, SNL 的 PARs 性能试验等。尽管目前对某些严重事故过程和现象的认识还不很充分, 但在试验研究的基础上, 已经开发出各种物理模型及相应的计算机程序, 分两大类: 一类为一体化程序; 另一类为机理性程序。所有这些严重事故分析程序中, 以美国研制开发的程序最具特色而得到广泛使用。详细见附

件 A6.3。

3.2 严重事故预防和缓解措施

《新建核电厂设计中几个重要安全问题的技术政策》(2002 年 5 月) 以及《核动力厂设计安全规定》(HAF102), 要求新建核电厂设计应考虑严重事故, 具体要求如下: 应该结合使用工程判断和概率论方法来考虑这些严重事故序列, 确定合理可行的预防和缓解措施, 并且充分注意预防措施和缓解措施之间的平衡。可接受的措施不需要使用如评价设计基准事故那样的保守假设, 而可以采用现实的和最佳估算的假设、方法和分析准则。在运行经验的基础上, 结合安全分析和安全研究的结果, 设计中应对严重事故作如下考虑:

(1) 使用概率论方法、确定论方法并结合合理的工程判断来确定可能导致严重事故的重要事件序列。

(2) 对照一套准则审查这些事件序列, 以确定哪些严重事故应该给予考虑。

(3) 对于所选定事件序列, 应该评价设计和规程能否修改来减少其发生的可能性和减轻其后果。如果这些修改合理可行, 就应该付诸实施。

(4) 应考虑核电厂的全部设计能力, 包括可能在超出预定功能和预期运行工况下使用某些系统 (安全系统和非安全系统), 使用附加的临时系统, 使严重事故返回到受控状态或减轻它们的后果。应证明这些系统在预期环境条件下可以起到这些作用。

(5) 对于多堆厂址, 可以考虑使用其他机组可用的手段和可能的支持, 前提是不会危害其他机组的安全运行。

(6) 对有代表性的和主导性的严重事故, 应该制订相应的事故管理规程。

对于压水堆核电厂, 需要考虑下述典型的严重事故预防和缓解措施:

(1) 通过改进系统和设备的运行可靠性, 降低发生始发事件的频率。

(2) 通过对系统及其自动控制功能的合理设计, 改善核电厂的瞬态特性, 减少安全系统的动作和运行人员的干预。

(3) 通过多重性和多样性的系统和设备, 提高安全系统执行安全功能的可靠性, 应特别注意减少导致共因故障的因素。

(4) 应认真研究全厂断电的可能性和处理措施。

(5) 应特别关注停堆状态和安全壳打开状态, 特别是保证余热排出的可靠性。

(6) 应采取适当的设计措施排除由于冷水或不含硼水的快速注入而导致严重堆芯损伤。

(7) 应采取设计措施排除安全壳旁路型严重事故。

(8) 应采取高度可靠的手段避免高压堆芯熔融物喷射。

(9) 压力容器的支撑和堆腔结构应能承受压力容器熔穿的影响, 对安全壳内部构筑物应考虑局部氢爆燃等影响。

(10) 在严重事故下应能维持安全壳的完整性。要考虑可燃气体的燃爆效应, 必须消除威胁安全壳完整性的大体积氢爆燃, 应研究可能威胁安全壳完整性的压力容器内和压力容器外的蒸汽爆炸, 并采取适当的措施。

(11) 应有措施冷却堆芯熔融物并减轻堆芯熔融物与安全壳底部相互作用引起的后果。

(12) 在严重事故下, 安全壳的贯穿件、隔离装置和空气闸门应有足够能力维持其功能。

(13) 在严重事故下, 应有长期可靠的手段排出安全壳内的热量。

(14) 在严重事故下, 应有足够的能力控制放射性物质的泄漏。

上述措施, 如系统和设备的多重性和多样性, 在对付设计基准事故时已有要求但在对付严重事故时可能需要作进一步延伸的考虑。

3.2.1 严重事故预防措施

3.2.1.1 非针对性(整体性)的预防措施

先进核电厂需采用纵深防御概念贯彻于其总体设计中, 通过对预防和缓解事故的安全系统采取冗余性、多样性设计, 确保了电厂的多重实体屏障(燃料包壳、反应堆冷却剂系统压力边界和安全壳)的有效性, 以减少严重事故的发生和防止极为严重的后果发生, 从而减轻或防止放射性物质不受控制地释放到环境。

目前, 国际上典型的先进核电厂 EPR 和 AP1000 都采取了相应的预防措施, 从设计上减少严重事故的发生。AP1000 在设计中采用了非能动事故处理、严重事故预防和缓解措施, 使人因错误降到了最低, 显著提高了核电厂运行和安全性能; 真正地、充分地实现了 URD 简化的要求, 使核电厂安全系统的设计发生了质的、革新的变化, 其具体的措施如下:

- (1) 非能动安注系统, 安全壳内置换料水箱。
- (2) 改进人机接口, 采用数字化控制仪表系统。
- (3) 非能动余热排出系统。
- (4) 防止由于冷水或不含硼水的快速注入而导致的严重堆芯损伤。
- (5) 防止安全壳旁路的设计。
- (6) 安全卸压系统。
- (7) 具备 Feed-and-bleed 能力。
- (8) 堆腔充水系统。
- (9) 可燃气体控制: 2 个氢催化复合器, 64 个氢点火器。
- (10) 双层(钢内安全壳)安全壳。
- (11) 非能动安全壳冷却系统作为安全壳超压保护系统。
- (12) 非能动安全壳冷却系统作为长期可靠手段排出安全壳热量。

EPR 采用成熟的设计技术, 充分吸收现役核电厂的运行经验, 增加安全系统冗余度, 简化安全系统配置设计, 改善电站运行条件, 提高维修水平, 减少人因失误, 并在设计中充分考虑严重事故的预防和缓解措施等, 使 EPR 的安全水平明显提高, 其具体措施如下:

- (1) 安注系统: 4 列中压安注系统, 4 列低压安注系统, 安全壳内置换料水箱。
- (2) 应急给水系统: 4 列电动, 应急电源多样性(独立启动给水), 4 个应急给水箱。
- (3) 改进人机接口, 采用数字化控制仪表系统。
- (4) 备用 AC 电源: 4 台应急柴油发电机。
- (5) 应付全厂断电事故(SBO): 2 台 SBO 柴油发电机、蓄电池容量 2h。
- (6) 余热排出系统与 4 列低压安注泵共用(安全壳外)。
- (7) 防止由于冷水或不含硼水的快速注入而导致的严重堆芯损伤。
- (8) 防止安全壳旁路的设计。
- (9) 安全卸压系统。
- (10) 具备 Feed-and-bleed 能力。
- (11) 堆腔充水系统: 安全壳基础层的冷却(水淹展开区)。

(12) 堆芯熔融物捕集器: 800mm 厚的牺牲材料层, 170m² 堆芯熔融物展开区。

(13) 可燃气体控制: 65 个氢催化复合器, 8 个氢点火器。

(14) 压力容器顶部排气系统。

(15) 双层安全壳。

(16) 安全壳超压保护系统: 双层安全壳之间的环状空间将搜集的泄漏气体通过过滤器排放烟囱, 两列 100% 安全通风系统带 H₂PA 和碘过滤器, 一列 100% 无碘过滤器。

(17) 长期可靠手段排出安全壳热量。

(18) 裂变产物泄漏控制系统。

虽然, 国内核电厂设计还未达到第三代核电厂水平, 但同样在设计中, 充分考虑纵深防御理念, 采取了一系列的事故预防措施, 来实现核电厂的设计。上海核工程研究设计院为主设计的巴基斯坦恰希玛核电厂二期, 在设计中借鉴国际先进设计理念、成熟技术和运行经验, 采取了下列设计改进内容, 提高核电厂的安全性:

- (1) 增大稳压器容积。
- (2) 增加蒸汽发生器二次侧的水装量。
- (3) 每条蒸汽管线上有两个大气释放阀。
- (4) 设置稳压器快速卸压装置: 预防高压熔堆。
- (5) 设置完善的可燃气体控制系统: 非能动的氢气复合器系统。
- (6) 设置堆腔淹没系统。
- (7) 应急给水系统的改进: 应急给水系统设置两个系列, 每一系列包括一台电动和一台柴油机驱动的辅助给水泵, 增加冗余性和可靠性。
- (8) 设置 AAC 电源, 提高电厂对付 SBO 的能力。
- (9) 提高余热热排出系统的设计压力, 减少由此引发的界面 LOCA 事故。

(10) 安全壳厂房的设计改进: 49 000m³ 的安全壳自由容积, 使安全裕量更大, 能有效降低安全壳压力。

这是巴基斯坦恰希玛核电厂二期针对 HAF102 (2004 版) 关于核电厂设计考虑严重事故的初步实践。

3.2.1.2 针对性的预防措施

先进核电厂不仅需要在总体设计中考虑系统改进, 而且对于可能导致严重事故的电厂薄弱环节采取针对性的预防措施, 才能使得事故发展成严重事故的可能性大大降低, 具体如下:

(1) 未能紧急停堆的预期瞬态(ATWS)预防措施: 虽然未能紧急停堆的预期瞬态(Anticipated Transient Without Scram, ATWS)事故属超设计基准事故, 但在电厂整个寿期中, 可能会发生。如果电厂设置相关措施, 可以在需要时实施反应堆紧急停堆, 那么可使发生 ATWS 的可能性降低。此外, 即使发生 ATWS, 电厂也有能力投运相关的缓解系统(如紧急硼化等), 防止其发展成严重事故, 从而也不会对电厂造成严重后果。

(2) 全厂断电(SBO)预防措施: 全厂断电(Station Blackout, SBO)定义为失去厂外电源并伴随汽轮机停车同时厂内应急 AC 电源也不可用。这将导致依赖于上述 AC 电源运行的堆芯冷却及热移出系统的丧失美国联邦法规有关 SBO 的法规(10CFR50.63)要求设计上有冗余性及多样性来使电厂在一定时间内可以安全地缓解 SBO 事故。

(3) 界面失水事故(ISLOCA)预防措施: 界面失水事故(Interface LOCA, 简称为 ISLOCA)是指 RCS 的压力边界在与一个低压系统的交界面处发生泄漏, RCS 冷却剂进

入到低压系统。低压的界面系统不能承受 RCS 的高压力,在其边界(安全壳外)发生破口,反应堆冷却剂直接释放到安全壳外,最终导致安全壳旁通型的严重事故;对先进轻水堆的 ISLOCA 事故, NRC 要求与反应堆压力边界交界的低压管道系统要设计成在可行范围内承受冷却剂系统全压,对于不能承受冷却剂系统全压的系统,要采取必要措施以减少 ISLOCA 发生的可能性。

(4) 非均匀硼稀释有关的预防措施:根据以往停堆低功率 PSA 分析,非均匀硼稀释是造成堆芯损伤的主要贡献之一。当操纵员正在有目的地稀释反应堆冷却剂硼浓度时,突然丧失厂外电源,这将导致反应堆冷却剂泵停运。若硼稀释再继续,而且操纵员恢复厂外电源后误启动主泵,则会使反应堆冷却剂回路中累积的清水将进入堆芯,引入正反应性,使反应堆重返临界,以致堆芯受到损伤。为此,先进压水堆可以采取防止此类现象的发生,从而可以有效减小堆芯损伤的可能性。

(5) Mid-Loop 运行时事故预防措施:Mid-Loop 运行是指 RCS 的压力边界在换料运行前后,反应堆冷却剂系统要疏水至 Mid-Loop(半充水)运行低水位区间,以进行主回路扫气、蒸汽发生器人孔打开、安放或去除堵板等操作。此时对环路水位有着极高的要求:水位太高,将造成蒸汽发生器下腔室淹没,人孔盖无法打开;水位太低,很有可能造成余热排出泵因空气吸入而失效,从而造成堆芯余热无法带出的严重后果。在停堆、低功率 PSA 分析中, Mid-Loop 工况下,余热排出系统失效造成堆芯损伤的贡献最大。因此,在先进轻水堆核电站的设计中,要确保余热排出系统在 Mid-Loop 工况下的可靠性。

(6) 防火措施:由于先进压水堆采取了一系列预防和缓解措施,使得内部火灾始发事件所引发的堆芯损伤对总的堆芯损伤频率贡献比之非先进核电站中内部火灾所引发的堆芯损伤对总的堆芯损伤频率贡献更为显著。

作为示例, CNP1000 核电站对于未能紧急停堆的预期瞬态(ATWS)预防措施说明如下:为了防止 ATWS 事件的发生, CNP1000 核电站设置了多种预防措施。首先, CNP1000 核电站设置了许多反应堆保护信号(实施多重信号保护),当反应堆停堆信号触发后,反应堆保护系统切断停堆断路器电源,使停堆断路器跳开,从而使所有的控制棒束落入反应堆堆芯,实现紧急停堆。若此自动信号触动停堆失效,则蒸汽发生器给水流量低和中间量程中子注量率高符合信号将触发多样性仪表和控制保护系统动作,使停堆断路器前的母线断路器断开实施反应堆停堆,同时停汽轮机、启动应急给水系统和蒸汽排放连锁。若此又失效,则操纵员将根据应急运行规程(EOP)“停堆或安注”规程实施手动停堆。

3.2.2 严重事故缓解措施

尽管严重事故发生的概率极低,但严重事故一旦发生,会导致堆芯损伤,如果不采取相应的缓解措施,不仅安全壳失效不可避免,而且会导致大量放射性物质不可控向环境释放,后果极其严重。因此,针对下述可能挑战安全壳完整性的严重事故现象,设置相应的严重事故缓解措施可以有效保障安全壳完整性,确保核电站的安全运行;氢气混合和燃烧、熔融堆芯的可冷却性(堆内或堆外)/熔融堆芯与混凝土反应、高压融堆(安全壳直接加热)、安全壳行为和设备(包括仪表)可用性。

3.2.2.1 氢气控制

严重事故工况下,反应堆堆芯金属构件的氧化将会产生氢气。短时间内氢气的快速释放会造成安全壳内局部地区有

很高的氢气浓度,在事故后期,若压力容器下封头失效,则熔融堆芯与混凝土底板的反应会在很长一段时间内连续不断地释放出氢气,安全壳内总的氢气浓度也会随之逐渐增长。安全壳内局部及整体氢气的积累可能会引发爆燃或爆炸现象,而其所引起的温度及压力负载会威胁到安全壳的完整性及设备的可用性。

针对严重事故下可燃气体(H_2)的控制, IAEA 全面修订了核电站安全法规,在《核电站安全:设计》中提出:必须考虑严重事故下保持安全壳完整性的措施,特别是必须考虑预计发生的各种可燃气体的燃烧效应;必须适当考虑在严重事故下控制可能发生和释放的裂变产物、氢和其他物质。我国国家核安全局在 2002 年 5 月发布了《新建核电站设计中几个重要安全问题的技术政策》,对近期内的新建核电站的严重事故方面给出了更多的明确要求。其中提出:在严重事故下应能维持安全壳的完整性,要考虑可燃气体的燃烧效应,必须消除威胁安全壳完整性的大体积氢爆燃,并采取适当的措施。2004 年发布的《核动力厂设计安全规定》中要求必须充分考虑在严重事故下控制可能产生或释放的裂变产物、氢和其他物质的措施。因此,必须研究严重事故下安全壳内氢气的浓度及其分布,从而制订出相应的氢气控制措施,以满足法规的要求。

严重事故下,安全壳作为防御大量放射性物质外泄的最后一道屏障,必须维持其完整性。三哩岛事故中,安全壳内所积累的氢气产生燃烧使大气压力约增加 0.2MPa,对安全壳完整性构成威胁,如图 5.6-15 所示。

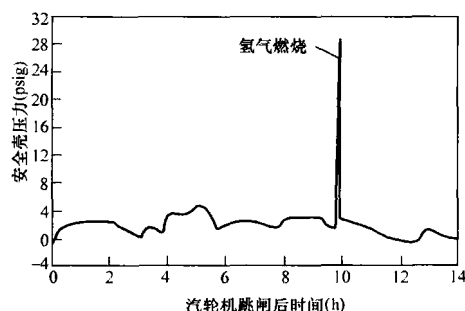


图 5.6-15 美国三哩岛事故中氢气燃烧对安全壳压力的影响

美国联邦法规 10CFR § 50.34(f)(3)(v)(A)(1)中规定,在事故下释放 100%燃料包壳金属-水反应产生氢气发生燃烧的情况下,安全壳需要保持其完整性。10CFR § 50.44 中规定,必须分析 100%燃料包壳-冷却剂反应并伴随氢气燃烧情况下安全壳结构的完整性。因此,有必要对新建先进核电站进行事故下氢气燃烧产生的压力负载分析,该值可为安全壳结构设计提供输入依据,从而使氢气完全燃烧下安全壳仍能维持其完整性。

对于该法规要求, AP1000 和 CNP1000 的设计中,假设燃烧过程为绝热等容完全燃烧(Adiabatic Isochoric Complete Combustion, AICC),以 AICC 压力保守地作为 100%锆-水反应产生氢气燃烧情况下安全壳的压力,以确保安全壳结构的完整性。

3.2.2.2 堆芯碎片可冷却性

对于严重事故的压力容器熔穿序列而言,如果压力容器熔穿后,堆芯碎片处于不可冷却状态,则安全壳的完整性难以保证。此外,堆芯碎片与混凝土反应产生大量的氢气和不可凝气体,产生分压,从而最终使安全壳超压失效。所以,先进核电站可以从以下两个方面来加强这方面的设计:

(1) 堆腔地板面积需足够大以提高堆芯碎片的扩展能力。

(2) 提供相应的措施使堆腔内的堆芯碎片得到冷却。

3.2.2.3 高压熔堆

先进核电厂的设计中包括降压系统以及堆腔设计能够包容喷射的堆芯碎片,以防止安全壳由于安全壳直接加热(Direct Containment Heating, DCH)而失效。安全壳直接加热发生的机理是:压力容器失效前,反应堆冷却剂系统压力处于高压状态,堆芯碎片受高压驱使高速喷射入堆腔,分布很广,并且快速氧化。因此,安全壳大气被极快地加热,从而快速升温升压,甚至可能导致安全壳因高压而失效。

URD 要求先进轻水堆不仅具有反应堆冷却剂降压系统,同时还具有堆腔保持能力,以滞留堆芯熔融物。

对于高压熔堆而言,美国核管会要求先进轻水堆和非能动轻水堆满足类似的要求:

(1) 电厂设计提供可靠的降压系统。

(2) 电厂设计能够减少喷射的堆芯碎片进入安全壳上部空间。

3.2.2.4 安全壳性能

URD 要求先进压水堆的安全壳失效的条件概率为 0.1 或者确定论分析确保安全壳在严重事故 24h 内,能够保证安全壳压力不超过其破坏压力,仍然作为屏障阻止不可控的放射性剂量的释放。

3.2.2.5 安全壳排放

美国核管会推荐先进沸水堆采用专设的安全壳排放作为安全壳超压保护系统。该系统设计用于避免由于多重安全壳设施失效引发安全壳缓慢升压而导致安全壳整体失效。

美国电力研究院(Electric Power Research Institute, EPRI)认为安全壳排放作为先进非能动核电厂的一种缓解严重事故后果的手段,不是必须采取的措施。虽然许多核电厂考虑将安全壳排放作为缓解事故后果的多个电厂系统之一,但是,如果可接受的分析表明无需安全壳排放也能满足严重事故验收准则(例如安全壳性能目标),则无需实施安全壳排放。

因此,美国核管会综合各方面的信息指出:如果可接受的分析表明严重事故的验收准则(例如安全壳性能目标)可以满足,不必实施安全壳排放。

3.2.2.6 设备可用性

2004 年 4 月 18 日颁布的《核动力厂设计安全规定》在设备鉴定中要求,考虑的环境条件必须包括预计到的正常运行、预期运行事件和设计基准事故期间的变化。同时要求,在可能的范围内,应该以合理的可信度表明在严重事故中必须运行的设备(如某些仪表)能够达到设计要求。

联邦法规 10CFR50.34(f)(2)(ix)(c)章节指出:为实现电厂安全停堆和维持安全壳完整性所需的设备(包括仪表),必须在 100%燃料包壳与水反应释放的氢气在氢气控制系统运行的安全壳内严重事故环境条件下,完成其安全功能。先进核电厂在设计中考虑了严重事故缓解措施,这些设备和仪表在严重事故环境条件下的可用性应得到一定的保证,使之在严重事故条件下,在需要运行的时间段内能够运行。目前,国际上较为先进的压水堆 EPR 和 AP1000,也都考虑设备、仪表在严重事故下的可用性。AP1000 设备可用性分析的验收准则如下:

(1) 联邦法规 10CFR50.34(f)(2)(ix)(c)章节表明:为实现电厂安全停堆和维持安全壳完整性所需的设备(包括仪表),必须在 100%燃料包壳与水反应释放的氢气在氢气控制系统作用

下的安全壳内严重事故环境条件下,完成其安全功能。

(2) 联邦法规 10CFR50.34(f)(2)(xvii)章节要求安全壳的压力、水位、氢气浓度、放射性水平以及惰性气体流出物。

(3) 联邦法规 10CFR50.34(f)(2)(xix)章节要求电厂仪表足以监测堆芯损伤后电厂状态。

(4) 联邦法规 10CFR50.34(f)(3)(v)章节表明:为维持安全壳完整性的系统,必须在 100%燃料包壳与水反应氢气释放的安全壳内严重事故环境条件下完成其安全功能。

上述验收准则适用于缓解堆外现象的电气和机械设备。美国核管会只要求这些设备能在严重事故的条件下,需要运行时能够工作,而不必遵照 10CFR 的 50.49 章节的设备鉴定要求。以上海核工程研究设计院为主设计的巴基斯坦恰希玛核电厂二期以及百万千瓦级压水堆核电厂(CNP1000)借鉴国外经验,进行严重事故所需的设备和仪表可用性分析:选择主导性事故序列,并考虑氢气控制系统的作用,确定安全壳内严重事故环境条件。

3.2.3 国际上严重事故预防与缓解措施现状

自 20 世纪 80 年代三哩岛和切尔诺贝利核电厂事故以来,许多核电厂进行了 PSA 和严重事故薄弱环节检查,其中一些执行了严重事故缓解措施备选方案,如表 5.6-12 所示。

表 5.6-12 严重事故缓解措施

国家	电站名称	严重事故备选缓解措施执行方案
比利时	Doel 1-4 Tihange 1-3 Tihange 1	(1) 安装用于冲洗和去污的安全壳喷淋系统,以及低压安注系统,将处理水引入安全壳允许严重事故后维修和维护。 (2) 制订了事故后安全壳内电气连接的质量标准。 (3) 安装了非能动的氢气复合器。 (4) 抗震等级从 0.1g 上升到 0.17g
芬兰	Loviisa	(1) 双层安全壳和环形过滤系统;安全壳外部喷淋系统,提供安全壳外部钢壳喷淋以降低安全壳内压力和温度。 (2) 严重事故下内外安全壳间环道的过滤通风系统。 (3) 安装了非能动的氢气复合器(PARS)。 (4) 每堆 4 台柴油发电机组;20kV 架空线连接到水力电站。 (5) 连接主冷却剂系统的管道必须能够承受主冷却剂系统的设计压力;各隔离阀的检查制度。 (6) 安全壳设计必须能够抵御 100%金属—水反应。 (7) 高压或低压熔融物喷射下确保安全壳的完整性。 (8) 为减少 CDF 进行的修改:提供高压安注系统的应急蓄压喷淋;改善主控室的 HAVC 系统;安装 1000m ³ 水箱用于应急响应一回路由二回路泄漏;增加新的蒸汽发生器高水位触发停主泵和隔离主给水的保护信号;改善高压安注系统的可靠性;改善了堆内洪水和火灾的抵御能力
法国	全部压水堆 (58 座)	(1) 过滤通风系统,当安全壳压力达到 0.5MPa 时手动启动。 (2) 执行终极事故管理规程,包括使用便携泵和为高压安注系统以及安全壳喷淋系统提供应急电源供应。 (3) 蒸发器的系统用水以限制 SGTR 或其他一次侧向二次侧泄漏时的安全壳旁通风险。 (4) 开启稳压器释放阀以降低 RCS 压力防止 DCH。 (5) 特殊的 U2 规程用以定位和维修泄漏。 (6) 安装非能动的氢气复合器(PARS)

续表

续表

国家	电站名称	严重事故备选缓解措施执行方案
法国	EPR	<p>(1) 氢气控制:</p> <p>1) 活性区中全部锆氧化产生1680kg 氢。堆芯损伤早期, 短时间释放出500~1000kg 的氢。氢释放率高达6kg/s。</p> <p>2) 氢气控制方法:</p> <p>① 大的安全壳容积。</p> <p>② 安装47台复合器(41台FR1-1500T和6台FR1-380T), 当H_2浓度为4%并且压力为0.15MPa时, 总的消氢复合能力大于220kg/h。</p> <p>(2) 防止压力容器高压破损: 稳压器设置一个附加的和多样性的释放阀。它的能力为17.6MPa时900t/h。在一回路高温(堆芯出口温度近似为650℃)情况下, 操纵员可手动开启这只阀门。900t/h的能力足以在RPV破损时使主系统压力降到大约为0.4MPa。</p> <p>(3) 减缓压力容器破损的后果: 为了防止大量的堆芯熔融物扩散, 在RPV破损时RCS压力应低于2MPa。RPV的支撑和堆腔结构按这样的负载进行设计。但是在堆腔和环路室之间仅存在小尺寸通道, 以限制堆芯熔融物扩散, 上述降压系统保证RCS的实际压力小于0.4MPa, 而且假设没有后期再淹没; 压力容器外熔融堆芯的稳定方法: 压力容器失效后堆芯熔融物暂时滞留在堆坑内, 然后进入专用的展开隔室中展开。</p> <p>1) 堆坑和展开隔室的保护层材料为ZrO_2, 牺牲材料为Fe_2O_3和SiO_2。</p> <p>2) 堆腔和展开隔室的隔离, 展开隔室面积为170m²。</p> <p>3) 冷却安全壳底板的混凝土。</p> <p>(4) 防止安全壳超压:</p> <p>1) 选择带外部循环的安全壳喷淋系统。</p> <p>2) 12h后2CHRS系列工作应保持安全壳压力低于设计值(0.65MPa)在以后的24h内, 压力降低到低于0.2MPa, 保持低于2MPa压力。</p> <p>(5) 严重事故安全壳性能:</p> <p>1) 安全壳自由容积: 80 000m³。限制平均H_2浓度小于10% (100%Zr氧化, 压力为0.36MPa)。</p> <p>2) 安全壳设计压力: 0.65MPa。</p> <p>3) 氢全部燃烧过程: 在最大量蒸汽(H_2不可点燃)情况下800kgH_2全部爆炸, 安全壳压力不会超过0.65MPa。结果表明考虑H_2复合器, 最大复合的H_2量小于800kg, 相当于低于50%堆芯金属-水反应的量。</p> <p>4) 内层安全壳泄漏率小于1%容积/d</p>
		<p>1) 堆坑和展开隔室的保护层材料为ZrO_2, 牺牲材料为Fe_2O_3和SiO_2。</p> <p>2) 堆腔和展开隔室的隔离, 展开隔室面积为170m²。</p> <p>3) 冷却安全壳底板的混凝土。</p> <p>(4) 防止安全壳超压:</p> <p>1) 选择带外部循环的安全壳喷淋系统。</p> <p>2) 12h后2CHRS系列工作应保持安全壳压力低于设计值(0.65MPa)在以后的24h内, 压力降低到低于0.2MPa, 保持低于2MPa压力。</p> <p>(5) 严重事故安全壳性能:</p> <p>1) 安全壳自由容积: 80 000m³。限制平均H_2浓度小于10% (100%Zr氧化, 压力为0.36MPa)。</p> <p>2) 安全壳设计压力: 0.65MPa。</p> <p>3) 氢全部燃烧过程: 在最大量蒸汽(H_2不可点燃)情况下800kgH_2全部爆炸, 安全壳压力不会超过0.65MPa。结果表明考虑H_2复合器, 最大复合的H_2量小于800kg, 相当于低于50%堆芯金属-水反应的量。</p> <p>4) 内层安全壳泄漏率小于1%容积/d</p>
西班牙	Trillo	双层安全壳和环形过滤系统
德国	第一代和第二代压水堆	增加额外的柴油发电机组
	全部压水堆(13座)	<p>(1) 双层安全壳和环形过滤系统; 过滤通风系统。</p> <p>(2) 安装非能动的氢气复合器(PARS)。</p> <p>(3) 安全系统掩体建筑物, 在其中可独立于主控室执行反应堆停堆, 应急给水, 余热排除(此功能为外部事件设计, 包括分裂行为和外部干扰)。</p> <p>(4) SGTR时自动执行控制系统响应。</p> <p>(5) 安装地下应急电源线路, 用于外部事件保护。</p> <p>(6) 安装2h容量的电池组。</p> <p>(7) 执行二次侧充排策略。</p> <p>(8) 非能动氢气复合器在24h内可消除全部锆氧化的产氢, 并维持复合器温度低于600℃。</p> <p>(9) 电站检查全部高压/低压接口, 并修改电站设计规格书; 改进隔离阀设计</p>

国家	电站名称	严重事故备选缓解措施执行方案
荷兰	Borssele	<p>(1) 双层安全壳和环形过滤系统。</p> <p>(2) 过滤通风系统(文丘里冲刷器和金属滤网, 气溶胶去污因子1000, 碘元素去污因子100, 有机碘去污因子10)。</p> <p>(3) 进行3级PSA分析, 包括停堆PSA。</p> <p>(4) 安装非能动的氢气复合器(PARS)。</p> <p>(5) 安全系统掩体建筑物, 可抵御地震和外部爆炸, 包括:</p> <p>1) 在已有712m³的硼化水箱以外, 增加两个额外的硼化水箱, 容量分别为243m³和262m³。</p> <p>2) 两台备用上充泵, 流量为每台18.8m³/h。</p> <p>3) 两台备用应急给水泵和额外的两个除盐水箱, 容量分别为496m³和469m³。</p> <p>4) 一套备用的余热排除系统, 包括一台泵和一台不同形式的热交换器。</p> <p>(6) 安装了三个新型SEBIM安全阀/释放阀。</p> <p>(7) 余热排除泵可从深井中取水。</p> <p>(8) 将设备冷却水系统独立开来, 并增加第四备用序列。</p> <p>(9) 连接备用安注上充泵到稳压器喷淋, 以保障SGTR情况下的降压。</p> <p>(10) 用更大引擎和输出功率的柴油发电机组替换原有机组。</p> <p>(11) 将主蒸汽和给水系统管路移至内外安全壳间的环道内, 部分置于汽轮机大厅内, 使用“断裂前先泄漏”的管路以及安全壳贯穿管道蒸汽流量限制器。</p> <p>(12) 在辅助厂房安装有防护的蒸汽和给水管道路。</p> <p>(13) 将主控室替换为数字化主控室, 在可以抵御外部事件的建筑物内设置第二控制室和电站控制保护系统。</p> <p>(14) 将汽轮机驱动应急给水系统替换为电动系统。</p> <p>(15) 在低压安注管路上安装新的截止阀</p>
		<p>(1) 系统安装安全壳过滤通风系统; 过滤通风系统在安全壳喷淋不可用的严重事故时特别有效。</p> <p>(2) 此外, 还采取如下措施, 使CDF降低30倍:</p> <p>1) 额外的应急给水和安装再循环系列。</p> <p>2) 安装应急主泵轴封水注入系统。</p> <p>3) 高压安注系统移入掩体建筑物, 以预防外部事件。</p> <p>4) 将PORVs和安全阀替换为三串联组合安全阀/释放阀。</p> <p>5) 安装额外的柴油发电机组。</p> <p>6) 安装额外的冷却水泵。</p> <p>7) 安装分离控制室和为北约保安系统服务的I&C</p>
瑞士	Bezau 1-2	<p>(1) 系统安装安全壳过滤通风系统; 过滤通风系统在安全壳喷淋不可用的严重事故时特别有效。</p> <p>(2) 此外, 还采取如下措施, 使CDF降低30倍:</p> <p>1) 额外的应急给水和安装再循环系列。</p> <p>2) 安装应急主泵轴封水注入系统。</p> <p>3) 高压安注系统移入掩体建筑物, 以预防外部事件。</p> <p>4) 将PORVs和安全阀替换为三串联组合安全阀/释放阀。</p> <p>5) 安装额外的柴油发电机组。</p> <p>6) 安装额外的冷却水泵。</p> <p>7) 安装分离控制室和为北约保安系统服务的I&C</p>
	Bezau 1-2 Gosgen	<p>(1) 一回路通过稳压器释放阀手动降压以避免DCH。</p> <p>(2) 将消防水系统的水引入损坏的蒸汽发生器二次侧以减少源项。</p> <p>(3) 增加消防水系统的水至反应堆腔室区域, 减少堆芯-混凝土反应造成的源项。</p> <p>(4) 使消防水系统成为安全壳喷淋系统的备用</p>

续表

国家	电站名称	严重事故备选缓解措施执行方案
英国	Sizewell B	<p>(1) 在环状辅助厂房以上设置双安全壳, 安全壳内设置过滤系统。</p> <p>(2) 运行前在原设计方案上采取一系列措施, 降低了 CDF40 倍:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 采用多样性的备用保护系统。 2) 多样性的应急硼化系统。 3) 多样性和冗余的应急给水系统。 4) 多样性和冗余的汽轮机驱动应急上充系统。 5) 用 SEBIM 安全阀/释放阀替换原有的 PORV。 6) 增加两套电池组充电的柴油机。 7) 安全壳小型净化系统增加多样性安全壳隔离装置。 <p>(3) 四列安全系统, 每列均有专门的辅助厂房</p>
日本	Genkai 1-4, Ikata 1-3 Mihama 1-3 Ohi 1-4 Sendai 1-2 Takahama 1-4 Tomari 1-2 Tsuruga 2	<p>(1) 主冷却剂系统降低压力至少到 2MPa 以防止 DCH。</p> <p>(2) 将消防水系统的水注入安全壳以冷凝蒸汽和熄灭堆芯熔融物</p>
美国	AP1000	<p>(1) 在发生堆芯熔化事故时, 堆腔淹没系统将水注入到压力容器外壁和其保温层之间, 冷却掉到压力容器下封头的堆芯熔融物, 能将堆芯熔融物保持在压力容器 (IVR)。保证压力容器不被熔穿, 避免了堆芯熔融物和混凝土底板发生反应。</p> <p>(2) 针对高压熔堆事故, 主回路设置了 4 列可控的自动卸压系统 (ADS 1、2、3 和 4), 其中 3 列卸压管线通向安全壳内换料水箱, 1 列卸压管线通向安全壳大气。通过冗余多样的卸压措施, 能可靠地降低一回路压力, 从而避免发生高压熔堆事故。</p> <p>(3) 安全壳内部设置非安全级的氢点火器 (64 台) 和非能动自动催化氢复合器 (2 台), 消除和降低氢气燃烧和爆炸对安全壳的危险。</p> <p>(4) 设置冗余、多样的自动卸压系统 (ADS), 避免了高压蒸汽爆炸发生。低压工况下, 由于 IVR 技术的应用, 堆芯熔融物没有和水直接接触, 避免了低压蒸汽爆炸发生。</p> <p>(5) 非能动安全壳冷却系统有效防止安全壳超压。</p> <p>(6) 改进安全壳隔离系统设计, 减少安全壳旁路事故发生的概率</p>

3.3 严重事故管理

核电站必须考虑严重事故管理, 即防御性严重事故管理及缓解性严重事故管理。防御性严重事故管理措施 (PAM) 为事故过程中阻止或延迟严重事故发生而提供策略。因此, PAM 是电厂首先采取的动作, 也是恢复堆芯冷却、保持堆芯完整性的优先级动作。PAM 包括在电厂的应急操作规程 (EOPs) 里。需要指出, EOPs 不仅包括应付设计基准事故, 而且还包括应付超设计基准事故的早期阶段, 即堆芯损伤发生之前的措施。对于大多数的情况, 由操作员执行的 PAM 措施可以使堆芯免遭损伤。如果这些措施没有成功, 则堆芯损伤不可避免, 事故发展为严重事故, 随后的恢复动作将优先考虑保持和减小裂变产物的释放。此时, 这些缓解堆芯损伤后果的事故管理措施, 通常叫严重事故管理措施。由于优先级从堆芯冷却到安全壳裂变产物转变的需要, 堆芯损伤后 EOPs 不再合适, 而需要与之分开的导则, 就是严重事故管理导则。严重事故管理导则包括执行缓解性严重事故

管理措施的所有指导。

3.3.1 制订严重事故管理导则的必要性

对大多数的电厂而言, 即使现有系统在设计时没有考虑严重事故缓解措施, 但应用这些系统也能执行多种功能使电厂从严重事故状态恢复到稳定可控状态。不过, 如果缺少严重事故管理导则, 电厂人员在事故进程中缺少指导性文件, 不可能超常规地定义和执行特定的系统。因此, 制订严重事故管理导则是必要的。严重事故管理导则基于现有电厂固有设备的能力, 管理和控制严重事故的指导性框架文件。此外, 需要指出: 电厂的严重事故导则应针对电厂设计特点并容易使用, 由电厂业主开发, 反映电厂缓解严重事故的能力。

3.3.2 国际上严重事故管理研究现状

当发生事故时, 如何防止事故演变成严重事故, 如果事故进一步发展成严重事故时, 采取何种措施缓和其影响, 称为严重事故管理。严重事故的管理涉及安全管理当局与核电站。严重事故管理研究的一个主要方面是如何制订和修改严重事故管理导则, 如何改进现有核电站的原有设施、规程、计划、培训等, 以加强严重事故预防与缓解。对未来型核电站则在设计上采取了避免发生严重事故的措施, 如 AP600 的非能动冷却系统。下面将从这几个方面介绍一下国际上严重事故管理的现状。

3.3.2.1 各国核安全当局对严重事故管理要求

各国主管机构对核电站的要求如下:

(1) 美国的主管机构为核管会 (Nuclear Regulatory Commission, NRC) 对严重事故的管理要求: 通过制订规则来研制严重事故管理要求, 以终结严重事故问题。

(2) 英国的主管机构为核设施管理委员会 (Nuclear Installations Inspectorate), 对严重事故管理的要求是: 每座电站要求制订和实施详细的应急计划, 并正式提交 NII 批准 NEA/CSNI/R (95) 5, /R (2002) 12。

(3) 德国的主管机构为反应堆安全委员会 (RSK) 对严重事故管理的要求: 主管机构、专家组织、公司、供货商合作发展和实施 SAM 策略; 各电厂在自愿的基础发展 AM 措施。

(4) 法国的主管机构为 Safety Authorities, 对严重事故管理的要求: 与 EDF 和法马通公司密切合作优化对现有系统的利用, 实施可能的改造, 发展和实施电站特定的 SAMG。

(5) 日本的主管机构为 NSC (Nuclear Safety Commission), 对严重事故管理的要求是: 强烈建议电厂自觉发展 SAM 策略; 进行 PSA 分析, 发展 SAMG。

(6) 中国主管机构国家核安全局对于严重事故管理密切关注, 正拟定相应的细则要求。

3.3.2.2 各国严重事故管理导则的特点

严重事故管理导则的主要内容包含: 诊断电站状态、按优先级排序的响应、设备可用度、鉴别和估计负面效果、决定是否实施应急措施、确定应急措施是否生效、确定和准备长期应急的必要条件。

各国严重事故管理的特点如下:

(1) 美国。

三哩岛 2 号堆事故发生之后, 美国 NRC 声明: 打算通过制订规则来研制严重事故的管理要求, 以实施严重事故终结计划, 如图 5.6-16 所示。1995 年, 在美国核工业届的广泛参与下 (NUMARC、EPRI、INPO、WOG、电厂业主), 第一个 SAMG 版本发行; 截至 1998 年, 美国所有的运行核

电厂都制订并实施了 SAMG，其中，西屋公司研制的严重事故管理导则被各国所普遍采用，其结构如图 5.6-17 所示。

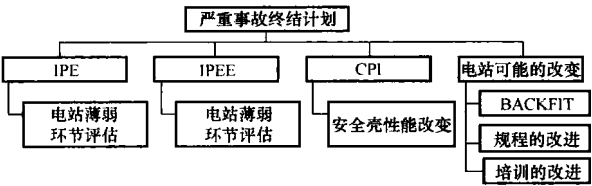


图 5.6-16 美国的严重事故终结计划

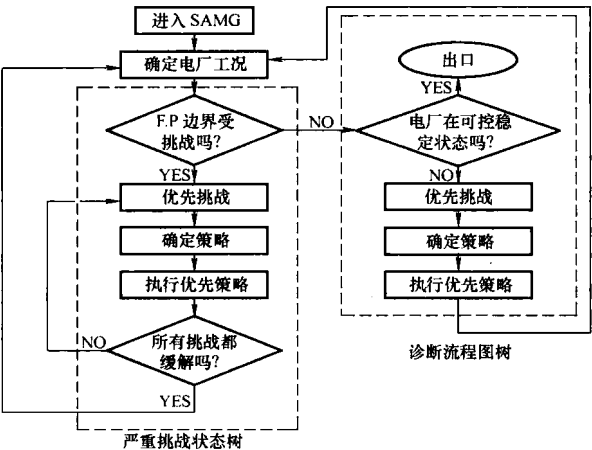


图 5.6-17 西屋公司严重事故管理导则结构

(2) 英国。

SAM 组织分为三级应急响应组织：应急控制中心（当地，ECC）、区域应急中心（厂外，隶属于当地警察总部，LEC）和应急支持中心（在 NE 公司总部，CESC）。SAM 主要特点包括：SAM 作为 EP 的一部分；全面实施 3 级 PSA 分析；在电站设计阶段已经考虑 SA；在现有硬件基础上发展和实施。SAMG 特点包括：基于 EPRI TBR 和 WOG SAMG；运行指令（SOI 8）覆盖全部工况，其中 SOI 8 为征兆导向的严重事故规程。主要 SAM 措施如表 5.6-13 所示。

表 5.6-13 英国的主要 SAM 措施

SAM 措施	目的
增加两套电池组充电的柴油机	提供备用电源，预防和缓解 SBO/LOOP
多样性和冗余的应急给水系统	保持二次侧热阱，预防 RPV 失效
多样性和冗余的应急硼化系统和汽轮机驱动应急上充系统，以实施一回路注水	容器内冷却，预防 RPV 失效
实体隔离的四列安注系统	提高安注可靠性，容器内冷却
增加 RHR 系统取水管道隔离阀	预防 ISLOCA
更改安全壳地面高度和布置实现腔室注水	预防 RPV 失效，熔融物容器外冷却
两个稳压器释放阀和一个安全阀替换为三对 SEBIM POSRV，以实现 RCS 主动减压	预防 DCH
多样化的安全壳最终热阱	预防安全壳晚期失效
消防水系统作为安全壳喷淋备用水源	提高安全壳喷淋可靠性，预防安全壳晚期失效
安全壳过滤通风系统	预防安全壳晚期失效

(3) 德国。

SAM 特点包括：实施了 2 级 PSA 分析；在现有硬件基础上实施，为配合 SAMG 的实施进行了少量修改。SAMG 特点包括：基于 GRS 的严重事故管理研究和 RSK 的核电厂安全回顾报告；AM 手册处理超设计基准事故；征兆导向的自闭合、自解释的规程，主要由控制室人员和值班人员实施。主要缓解措施：充排措施、氢气缓解、安全壳通风。主要 SAM 措施（硬件改造）如表 5.6-14 所示。

表 5.6-14 德国的主要 SAM 措施

SAM 措施	目的
二次侧充排	保持二次侧热阱，预防 RPV 失效
一次侧充排	保持堆芯冷却，预防和缓解堆芯熔化
RCS 主动减压	防止高压熔堆
安装 PARs	控制安全壳内氢气浓度
安全壳过滤通风系统（文丘里）	防止安全壳晚期失效
主控室空气过滤	改善严重事故后人员环境
邻堆供电，增加电池组容量，地下电缆，改善电网连接	预防 SBO/LOOP，缓解 SBO/LOOP 后果

(4) 法国。

SAM 组织由主控室人员、安全工程师和应急中心组成。SAMG 包括：U 规程，由安全工程师根据 SPI 和 SPU 来决定是否实施；主要由运行人员实施，直到需要实施 PUI（厂内应急计划）和 PPI（厂外应急计划）；入口条件：堆芯出口温度超过 1100℃；安全壳内放射性活度超过限值。主要 SAM 措施（硬件改造）如表 5.6-15 所示。

表 5.6-15 法国的主要 SAM 措施

SAM 措施	目的
RCS 减压	使安注进入堆芯，预防其熔化，防止高压熔堆
RCS 注水	容器内冷却
SG 减压和注水	维持二回路热阱，预防 SGTR
开启沙堆过滤器	预防安全壳晚期失效
安装 PARs	控制安全壳内氢气浓度

(5) 日本。

日本的业主在 1992 年提交了关于事故管理的执行计划，并于 1994 年审查通过。2002 年已完成对所有电站的实施工作。SAM 主要特点包括：实施了 2 级 PSA 分析；提出并评估了 10 种 SAMA；以现有硬件为基础，只需少量改造。SAMG 基于 PSA 分析和 10 种 SAMA 评估结果。主要 SAM 措施（硬件改造）如表 5.6-16 所示。

表 5.6-16 日本的主要 SAM 措施

SAM 措施	目的
可替代的通过二次侧进行堆芯冷却的措施	ATWS 时保持二次侧热阱，预防 RPV 失效
使用主蒸汽释放阀或汽轮机旁排系统，实施二次侧充排	保持二次侧热阱，预防 RPV 失效
通过补充水源进行持续安注，多样化的安注再循环系统	提高安注可靠性，容器内冷却

续表

SAM 措施	目的
RCS 主动降压使 RHR 投入, 或通过高压安注系统和稳压器释放阀实施 RCS 充排	SGTR 时保持堆芯冷却能力, 防止高压熔堆
安全壳自然循环冷却 (安全壳外喷淋)	预防安全壳晚期失效
安全壳注水 (安全壳喷淋)	防止 MCCI, 容器外冷却, 预防晚期失效
通过稳压器释放阀实施 RCS 快速降压	预防 DCH
氢气可控燃烧 (点火器)	预防氢气燃烧导致安全壳失效
可替代的辅助设备冷却系统	预防重要设备失效, 为恢复设备冷却水赢得时间
邻堆电力供应	提供备用电源, 预防和缓解 SBO/LOOP

(6) IAEA。

IAEA 对严重事故管理的建议如图 5.6-18 所示。1994 年, IAEA 所发布的 “Accident Management Programmes in Nuclear Power Plants” 的报告, 提供了一个系统化、结构化的方法来制定和实施 AMP。

3.3.3 严重事故管理导则的实施

严重事故管理导则的实施可以分为三个阶段:

- (1) 建立严重事故管理导则的准备。
- (2) 严重事故管理导则的建立。
- (3) 严重事故管理导则的实施和改进。

3.3.3.1 建立严重事故管理的准备

建立严重事故管理导则的准备包括如下几个方面:

(1) 组成团队: 为保证 SAMG 的成功建立和实施, 建立一个包括各种专业的核心团队是至关重要的, 这些专业应包括: 电厂运行、运行支持和技术支持; 系统工程; DBA 和 BDBA 分析、严重事故分析和 PSA; 应急计划; 项目管理。

(2) 熟悉过程: 项目初期, 所有的核心团队成员应熟悉相关的背景信息, 包括: 与项目相关的所有文献和研究成果; 支持性事故分析和 PSA 结果; 电厂设计和相关系统; 可用的时间和资源; 相关人员; 项目完成后的培训。

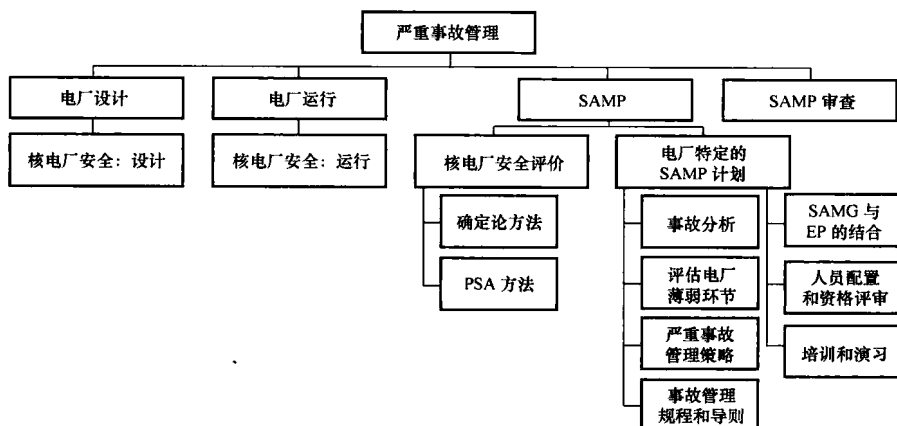


图 5.6-18 IAEA 的严重事故管理建议

(3) SAMG 的选择和定义: 在项目定义阶段, 确定其基本的范围, 定义最终的结构和内容; 形成主要方法的清单; 形成已知的潜在而重要的电厂特征的清单 (如某些系统的能力可能超出正常设计条件, 向堆腔内注水的可能性)。

(4) 对已有安全分析的回顾和将来所需信息的描述: 为确保有足够的信息来评价核电厂行为、寻找安全弱点以及确定事故条件下核电厂的安全状态等; 确定需进行的热工水力分析。

(5) 核电厂设备和仪表行为评价: 必须在 SAMG 的准备阶段考虑实施 SAMG 后所需进行的核电厂改进。对核电厂设备和仪表的评价包括: 确定可能超出其设计范围的设备和仪表; 确定严重事故环境条件下设备和仪表是否可能丧失其功能, 以及其失效模式; 确定在对应的严重事故策略中是否有其他可选的设备和仪表能执行该功能。

3.3.3.2 严重事故管理导则的建立

严重事故管理导则的建立需要下述步骤:

(1) 选择和建立严重事故管理策略。根据同系列核电厂中的严重事故现象, 确定核电厂的严重事故管理策略; 建立严重事故管理策略的过程中必须考虑到不同策略间的相互作用, 如一回路卸压、氢气控制、堆腔注水和过滤排放等之间的相互作用, 因此对这些策略并不是单独考虑的。

(2) 应平行建立下列严重事故管理程序和导则。严重事

故下主控室的操纵员导则; 技术支持中心 (TSC) 的导则; 辅助计算 (间接确定核电厂状态); 计算 SAMG 所要求的相关整定值。由于严重事故的复杂性, 以及对严重事故认识在不断进步, 必须建立易于升版和扩展的背景文件作为参考和培训材料。

(3) SAMG 支持性分析。应包括如下方面: 评价系统能力; 支持单独的严重事故管理策略和其相互作用的严重事故分析; 支持辅助计算和相关整定值的分析; 核电厂人员执行相关任务的能力分析; 使事故管理后果最小化的分析; 核电厂改进可能的要求。

(4) 确定核电厂设备、仪表和材料的相关要求。必须确定所有可能的监测某个特定参数的方式以及其优先级。对于优先级的确定, 需考虑如下方面: 设备仪表所可能承受的环境条件; 设备仪表的考验; 设备仪表的物理位置; 设备仪表执行其功能的可能性。

(5) 整合 SAMG 时, 需考虑如下方面: 与应急计划的一致性; 确定岗位责任; 确定技术支持中心开始动作的标准; 技术支持中心用于监测核电厂状态的设备。

(6) 进行验证和确认 V&V (Verification & Validation)。Verification 是确认所编导则的正确性及确保技术和人员因素已经进行了合理的考虑; Validation 是确定这些操作能被操纵员所执行。

(7) 确定人员培训要求。在 SAMG 的建立阶段就必须确定人员的培训要求以确保培训计划能在 SAMG 实施阶段进行。

3.3.3.3 严重事故管理导则的实施和改进

严重事故管理导则的实施和改进由下述几方面组成：

(1) 对核电厂应急机构的总体评价，包括：规定和明确厂内应急机构及其相关责任；在考虑到核电厂的组织架构、人员资格等因素的基础上，定义操作责任和使用 SAMG 团队的责任。

(2) 人员培训。所有组织和人员在事故情况下的响应以及其培训计划和职责都已明确定义。

(3) 人员配置和资格审定。实施 SAMG 的人员配置和资格需要被审核以确保这些技术人员是合适的、合格的。

(4) 修订 SAMG。从严重事故研究或者其他渠道获得的新信息，应及时反映到 SAMG。

3.3.4 严重事故管理评价方法

严重事故管理评价体系如图 5.6-19 所示。

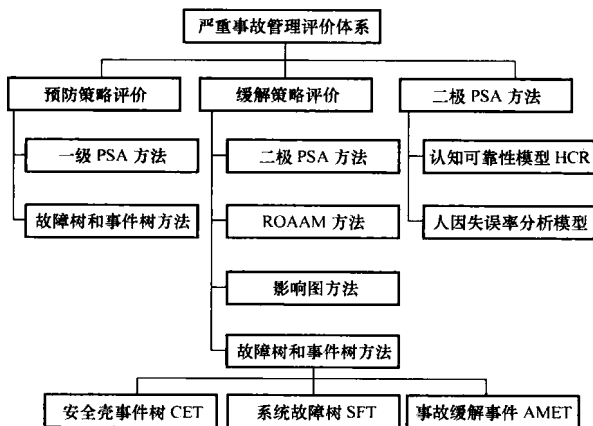


图 5.6-19 严重事故管理评价体系

3.3.4.1 确定论分析方法

大量的分析程序是建立在确定论方法上的，有像 SC-DAP/RELAP5、CONTAIN 那样的包含详细热工水力、化学、力学等模型的大型系统程序，或者是像 IFCL、TONUS、ART 那样的针对个别现象的分析程序。这类方法需要详细而精确的模型。

3.3.4.2 概率安全评价 (PSA) 方法

概率安全评价分为三级 (level)。第一级为事故序列和电厂系统失效分析，确定导致丧失堆芯结构完整性和燃料严重损坏的事故序列及其定量化。第二级除了一级 PSA 所分析的内容外，还包括分析堆芯损伤事故进展、安全壳的响应及其失效时间与失效模式、裂变产物从损伤堆芯向环境的释放及相应的频率。第三级是风险评价，即对发生事故的频率和发生事故的频率的积的一种评价。PSA 方法已在图 5.6-1 得以说明。

第二级的源项评价，因其决定风险评价中裂变产物向环境释放量而在 PSA 中占有极其重要的位置，它也是严重事故研究的目的之一。为了提高源项的计算精度，必须对反应堆内燃料熔化的行为、裂变产物放出的行为、冷却剂管道及安全壳内的热工水力及裂变产物的移动、沉积行为以及对工程上采用的安全设施等进行模拟，以进行正确的预测。

3.3.4.3 风险导向的事故分析方法 (ROAAM)

大多 ROAAM 方法用于解决与安全壳早期失效、安全壳直接加热相关的严重事故问题。这种结构化的方法在 Loviisa 核电厂得到扩展，用于核电厂整体的安全评价，以及指导更进一步的 SAM 策略。整体的 ROAAM 方法开始于一级 PSA 分析，用于确定事故分类，操作员干预的成功，事故缓解的

系统的可用性，反应堆的损坏状态以及上述项目的概率。采用一个筛选频率，用于确定哪些事故类别是“遥远的和随机的”，即可以忽略的。对于事故类别的频率超过筛选频率的，安全壳失效必须是“实际上不合理的”，如果不是这样，则必须采取设计上的修改或事故管理策略来达到上述安全目标。

对于那些不是“遥远的和随机的”即不可忽略的严重事故序列，必须采用缓解措施。此时，一级 PSA 得到的 CDF 被分成更小的组。Loviisa 核电厂使用的筛选频率为 10^{-6} /堆年，超过此频率的事故被分成了 7 组，这些是必须采用缓解措施的。Loviisa 核电厂建立了安全壳保护树，用于证明对于所有除了具有全面缓解系统可用性的反应堆损坏状态，筛选频率均可满足安全目标。

3.3.4.4 整体模型评价严重事故管理策略——SAMEM

评价严重事故策略的整体模型：PSA 方法，风险导向的事故分析方法 ROAAM。评价人因的人员认知可靠性 (HCR) 以及人因失误率分析技术 (THERP) 模型。使用 PSA 方法和 ROAAM 方法进行严重事故管理策略评价，不需要对 PSA 和 ROAAM 的模型做大的修改，只需要进行部分适用的改进即可适用于不同的领域。根据 OECD/NEA 1996 年的报告，世界范围内的核电厂均采用了 SAM 来预防和缓解严重事故。

3.3.4.5 事故缓解事件树 (AMET)

AMET 方法是对现有的 PSA 方法进行改进后的方法。在 Sizewell B 压水堆核电厂中，在运行前进行了全范围的三级 PSA 分析。但此分析模型为了达到最终的公众安全目标，在二级 PSA 中进行了大量的保守计算。因此在进行 SAM 评价时，对二级 PSA 的安全壳事件树 (CET) 进行了改进，形成了一个有 20 个现象节点的模型。并在此基础上，形成了一个 10 个节点的事故缓解事件树 (AMET)。通过对电站的操作指令目标进行分析后，三个主要的 SAM 为：

- (1) 在压力容器失效前损坏堆芯的冷却。
- (2) 反应堆腔室中是否有水。
- (3) 完全安全壳喷淋恢复。

这种研究方法采用较小的 AMET，而 DET (分解事件树) 和 PFT (现象故障树) 则较大。这种灵活的结构有利于处理复杂的系统间连接。这种模型也可以采用 Living PSA 来进行。

3.3.4.6 SAMA 费效比分析

美国 North Anna 核电厂为执照更新的基本环境影响综述中引入了成本/效益分析方法评价严重事故预防与缓解措施。以成本/效益比作为评价严重事故预防与缓解措施的手段，表 5.6-17 列出了美国 North Anna 核电厂几个典型的 SAMA 费效比分析。

表 5.6-17 美国 North Anna 核电厂
典型 SAMA 费效比分析 (美圆)

SAM 方案	方案说明	CDF 减少 (%)	厂外人员剂量减少 (%)	收益	估计费用	结论
安装安全壳过滤通风系统以排除余热	假设安注可用，实施后可提供备用的安全壳余热排除手段并刷洗裂变产物	0.7	1.2	25k	>2 倍收益	排除衰变热收益为 11k，裂变产物刷洗收益为 14k，总收益 25k。 不是经济有效的方案。费用超过收益 2 倍以上

续表

SAM 方案	方案说明	CDF 减少 (%)	厂外人员剂量减少 (%)	收益	估计费用	结论
建造反应堆腔室淹没系统	提高堆芯熔融物冷却能力, 减少 MCCI 反应, 刷洗裂变产物	0.00	0.00	0	>2 倍收益	2 级 PSA 分析表明反应堆腔室淹没没有收益, 不是经济有效的方案。费用超过收益 2 倍以上
建造堆芯熔融物控制系统	在安全壳钢壳和密封平台之间建立阻隔, 防止堆芯熔融损害钢壳物	0.00	0.00	0	>2 倍收益	2 级 PSA 分析表明没有此失效模式, 因此估计收益可忽略。不是经济有效的方案。费用超过收益 2 倍以上
增加直流电池组容量	减少发生长期全厂断电的概率	7.3	35.1	876k	>2 倍收益	不是经济有效的方案。费用超过收益 2 倍以上类似方案已经在 SURRY 电站实施, 购买电池组、充电器、转换器, 建造厂房, 通风设施共计费用已达 2M~5M
建造非能动的氢气点火系统	减少氢气爆炸的可能性	0.00	0.1	2k	>2 倍收益	不是经济有效的方案。费用超过收益 2 倍以上

3.4 总结

从概率论的角度而言, 严重事故不可能完全避免。因此, 先进压水堆的设计必须贯彻纵深防御策略, 通过安全系统的冗余性、多样性设计, 预防严重事故的发生和缓解严重事故的后果, 以提高电厂的安全性, 从而确保电厂的多重实体屏障: 燃料包壳、反应堆冷却剂系统压力边界和安全壳的有效性和减轻或防止放射性物质不受控制地释放到环境。

此外, 先进压水堆需进行严重事故分析表明电厂的安全性, 保证安全壳的完整性, 阻止或减少放射性物质向环境的释放。

附件 A1 AP1000 设备冷却水系统故障树分析

A1.1 系统描述

设备冷却水是一个非安全、闭式循环的冷却水系统, 它在电厂运行的不同阶段将多个设备的热量带到重要常用水系统, 其系统简化流程图如图 5.6-20 所示。因为设备冷却水系统冷却的一些电厂设备包含放射性流体, 所以它提供了一道放射性释放屏障。在 PSA 中模化设备冷却水系统是因为其失效会导致始发事件, 并且它是 PSA 中考虑的非安全相关纵深防御系统的一个支持系统。

(1) 支持系统。

设备冷却水系统部件需要来自重要厂用水系统的冷却流量和主要的交流电源以及非 1E 级直流电源系统的电力支持。

(2) 仪表和控制。

备用泵在热交换器公共管线下游流量传感器的低流量信号下自动启动。另外, 操纵员可以手动启动备用泵。

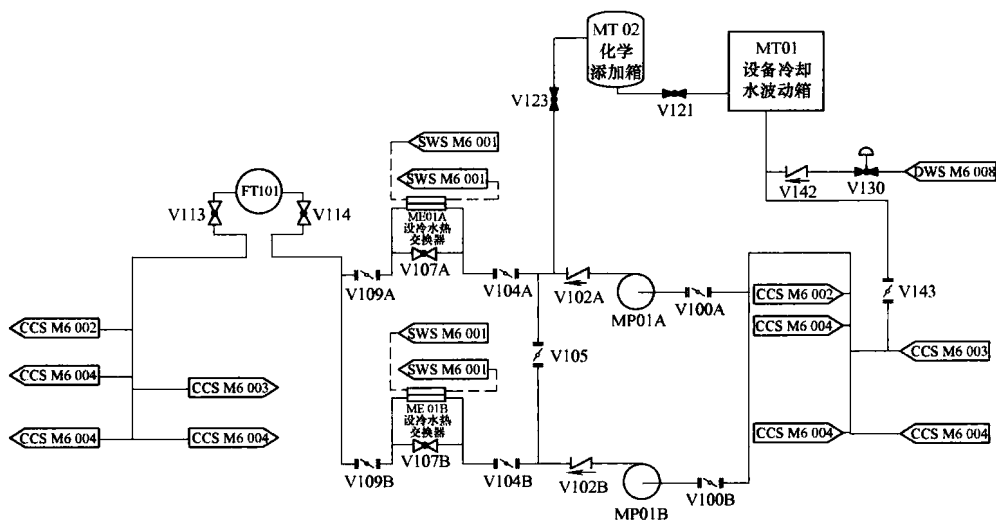


图 5.6-20 AP1000 设备冷却水系统简化流程

(3) 试验维修假设。

设备冷却水系统是一个非安全级系统。除了与安全壳隔离相关的那些部分外没有技术说明书。然而, 大多数系列上的部件通过定期手动启动备用列代替运行列来进行试验。对于 PSA 来说, 季度试验 (每个季度切换一次) 的假设是保守的; 系列之间的切换应该更加频繁。除了预期试验的列表中的部件, 其他部件在每次换料停堆时试验。

对于没有定期试验的每个序列上的部件, 正常运行期间可能有不定期维修。

A1.2 系统运行

在正常运行期间, 两台设备冷却水泵中的一台和热交换器投入运行, 为安全壳内外的各种部件提供足够的冷却水。假如运行泵失效, 备用泵自动启动。

每台泵都可以手动切换到任意一个热交换器, 因此只要任一台泵和任一台热交换器投入系统就可以正常运行。保守假定在热交换器失效情况下, 操纵员没有足够时间来诊断和发现事故以及隔离失效的热交换器并切换到备用热交换器。

A1.3 事故工况下的运行

本节讨论在不同始发事件下设备冷却水系统运行的成功准则。在多数事故下,设备冷却水系统与电厂正常运行时一样继续运行。

在丧失厂外电事故中,电厂控制系统的信号启动两台备用应急柴油机中的一台,为运行泵提供交流电源。在这种情况下,设备冷却水系统部件会自动从正常交流电源切换到柴油发电机提供的应急电源。

事故工况下设备冷却水系统的成功运行包括两列中的一列投入运行。

A1.4 始发事件审查

本节讨论始发事件可能对设备冷却水系统产生的影响并确定此系统失效引起的事件。

(1) 影响设备冷却水系统的始发事件。

设备冷却水系统由重要厂用水系统冷却。丧失重要厂用水系统会引起设备冷却水系统功能失效。设备冷却水泵电源由备用的柴油发电机支持的交流电源系统提供。只有丧失交流电源会影响设备冷却水系统。

(2) 丧失设备冷却水系统引起的始发事件。

丧失设备冷却水会引起始发事件,因为它会导致堆芯冷却剂泵失效。电厂正常运行期间设备冷却水系统备用泵误动作不会影响系统运行。

A1.5 系统逻辑模型

本节给出不同工况下定量系统运行的逻辑模型。每个模型对特定始发事件下的系统进行描述。每个模型的顶事件逻辑通过与始发事件直接相关的成功准则来定义。

(1) 假设和边界条件。

除了 AP1000 PSA 报告第 7 章中的总体原则,在建立设备冷却水系统故障树时采用了下面的假设和边界条件:

1) 在事故工况前, A 列处于运行而 B 列处于备用。

2) 保守假设每 3 个月切换一次备用列,这样每个列都可以经常使用和试验,以提高系统的可靠性,减少处于备用工况的系统退化并使两个系列一起磨损。

3) 在正常和事故情况下,自动启动失效时操纵员有足够的时间来启动备用泵。

4) 在丧失厂外电源事故下,泵 MP01A 从相关的备用柴油发电机自动重新启动。

5) 故障树中模化了手动启动备用泵。

6) 没有考虑 4 个安全壳电动隔离阀 (V200、V201、V207 和 V208) 的硬件失效,因为在分析的工况下它们不需要改变状态。

7) 设备冷却水系统泵为空气冷却。在丧失泵房通风情况下,电机损坏之前泵还能运行一段时间。由于厂房的结构、通风设计特性和泵的位置,假设这段时间至少有 72h。另外,设备冷却水泵的轴封和轴承不需要冷却水。

8) 分析中没有考虑设备冷却水系统稳压箱的失效,因为相对于泵和阀门来说其失效概率可以忽略。

9) 电厂正常运行期间设备冷却水系统模型运行列的任务时间为 8 760h (1 年);备用列的任务时间为 24h。24h 是必须修复失效列的时间。

10) 运行电厂热交换器轴封垫圈的失效会导致系统泄漏并且可能导致设备冷却水系统失效。保守假定在瞬态或丧失冷却剂事故 (不是在电厂正常运行期间) 下,操纵员没有足够的时间通过诊断发现破口事件并切换手动阀以隔离失效的热交换器以及备用热交换器的触发来阻止系统失效。

11) 还没有确定会导致设备冷却水系统中热交换器堵塞或破损的机制。因此,第 32 章提供的典型热交换器失效频率减小了 100 倍。共因失效频率在 29 章中修正。

12) 如果 A 泵失效,那么假定止回阀 V102A 未能关闭时, B 列泵不能正常运行,因为流量打回到 A 列泵。

(2) 故障树模型。

建立 CCN、CCT 和 CCP 故障树来模化多种电厂工况下的设备冷却水系统失效。这些故障树模型是:

1) 电厂正常运行期间系统失效 (CCN)。

2) 瞬态或丧失冷却剂事故下系统失效 (CCT)。

3) 丧失厂外电事故下系统失效 (CCP)。

对于设备冷却水系统的使用计算了两个失效概率。包括热交换器运行时由于破损或堵塞而失效 (CCAHEOLIAFY 和 CCAHEOSIAF) 的概率为 $1E-8$,设备冷却水系统维修为 $3.8E-2$ 。

(3) 人员操作。

人因可靠性分析在专门的章节中讨论。

(4) 共因失效。

影响设备冷却水系统的潜在的部件共因失效事件在专门的章节中确定和量化。

除了以上内容, AP1000 PSA 报告中还给出了设备冷却水系统故障树的列表、故障树建立中所用到的成功准则的列表、与系统故障树假设相关的注释的列表、系统相关性矩阵表、部件试验假设列表、部件维修假设列表、操纵员操作和错位分析列表、共因失效分析列表、设备冷却水系统的故障树底事件的列表以及设备冷却水系统管道和仪表流程图。在附录中还给出了系统故障树,图 5.6-21 是其中一页故障树。

附件 A2 AP600 核电厂低功率及停堆 PSA 简介

AP600 的低功率及停堆 PSA 分析方法也是采用“运行状态离散法”,与前述的分析方法大致相同,但具体分析时存在一定的差别,这跟 AP600 的非能动系统设计理念有关。下面对 AP600 的低功率及停堆 PSA 进行概要介绍。

A2.1 始发事件分析

AP600 的低功率及停堆 PSA 的分析范围包括反应堆处于次临界工况或次临界至 5% 额定功率运行之间的工况。分析燃料处于压力容器内的工况,而对于安全壳外的燃料运输和存储在燃料存储厂房的燃料没有进行分析。

AP600 低功率及停堆 PSA 将电厂停堆类型分为三类:

(1) 非排水维修停堆:维修或在线检修的停堆, RCS 不排水。

(2) 排水维修停堆:维修或在线检修的停堆, RCS 部分排水。

(3) 换料停堆:换料停堆,此时,伴随着换料水池排水,可能进行维修。

AP600 低功率及停堆 PSA 指出,电厂停堆过程可划分为六个阶段,即:

(1) 阶段 A 降温到冷停堆。

(2) 阶段 B RCS 排水。

(3) 阶段 C 换料水池充水。

(4) 阶段 D 换料后维修和换料水池排水。

(5) 阶段 E RCS 充水和排气。

(6) 阶段 F RCS 升温至热备用状态。

阶段 A 和 F 适用于 RCS 非排水停堆类型;阶段 A、B、E 和 F 适用于 RCS 排水停堆类型;所有 6 个阶段都适用于换料停堆类型。

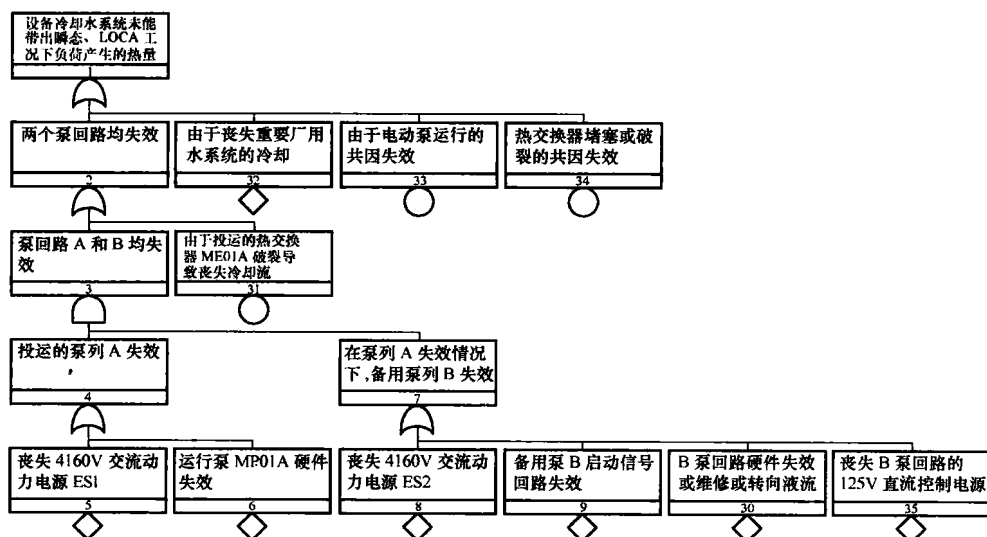


图 5.6-21 API1000 设备冷却水系统故障树举例

AP600 技术规格书定义了六种低功率及停堆运行模式:

- (1) 模式 1 低功率运行 (直到 5% 额定功率)。
- (2) 模式 2 启动。
- (3) 模式 3 热备用。
- (4) 模式 4 热停堆。
- (5) 模式 5 冷停堆。
- (6) 模式 6 换料。

电厂停堆期间, 主要发生的事件包括:

- (1) 低功率 (模式 1, 直到 5% 额定功率), 启动 (模式 2) 和热备用 (模式 3)。

在电厂低功率、启动和热备用期间, 由于安全相关和安全不相关系统, 以及自动的和手动的触发信号仍然有效, 电厂对丧失堆芯冷却 (含 LOCA) 的响应与功率运行的响应是一致的。另外, 相对于功率运行来说, 由于这些工况的持续时间较短并且操纵员有更长的干预时间, 这三种运行模式期间发生的事件对总 CDF 的影响估计并不显著。

所以, 这三种运行模式期间发生的事件产生的后果可包络于功率运行期间发生的事件分析中, 从而在低功率及停堆 PSA 中不作进一步分析。

但是, 分析者认为如果在低功率、启动和热备用期间发生硼稀释事件, 则可能会对电厂风险产生影响, 并认为硼稀释事件是可信事件, 将作进一步分析。

- (2) 热/冷停堆 (模式 4 和模式 5)。

在运行模式 4 与模式 5 期间的始发事件将合并在一起进行分析, 此时 RCS 处于充满、加压状态。与发生在温度和压力较高的事件相比, 认为发生在冷停堆后期的事件对电厂风险的贡献更小, 因此, 对这些模式下的事件归并成事件组估计不会对 PSA 的结果产生显著影响。

当反应堆处于这些模式下的停堆状态时, 大多数在功率运行工况分析的事件, 如汽轮机停机、丧失给水流量和 ATWS, 是不可能发生, 从而无需在低功率及停堆 PSA 中进行分析。但是, 丧失厂外电和 LOCA 仍可能导致堆芯损伤。

对于在功率运行 PSA 分析中不考虑的, 但在模式 4 和 5 中分析评价其风险的始发事件主要包括:

- 1) 硼稀释。
- 2) 由于正常余热排出系统失效而引起的丧失衰变热排出。

- 3) 反应堆压力容器 (RPV) 排水事件。

当电厂排水至一回路中平面 (mid-loop) 时, 在停堆评价中考虑下列不同的因素:

- 1) 丧失衰变热排出时, 可用的水装量不同。
- 2) 缓解系统的有效性的条件不同。
- 3) 卸压阀处于开启状态。
- (3) 换料 (模式 6)。

换料模式期间, RPV 的上封头被移走, 换料水池被水淹没, 而使用正常余热排出系统排出衰变热。换料期间将发生一系列操作活动, 电厂一、二回路的主要参数变化等在分析前必须熟悉。

通过上述筛选, 低功率及停堆 PSA 主要分析模式 3 至模式 6 的事件。对于阶段 A 和 F, 分析了运行模式 3、4 和 5。对于阶段 B 和 E, 分析了运行模式 5 和 6。对于阶段 C 和 D, 分析了运行模式 6。

基于功率运行 PSA 分析结果, 对堆芯损伤贡献不大且在停堆工况下发生时不会产生严重后果的事件, 在停堆 PSA 中不考虑。此外, 那些对功率运行 CDF 有重要影响, 但在停堆期间变得不重要的事件 (由于低衰变热水平和操纵员响应时间更长), 在停堆 PSA 中也不考虑。这些事件包括传热管破裂, 堆芯补水箱 (CMT) 管线破裂, 安注管线破裂和 ATWS。

在三种停堆类型中, 都会出现热/冷停堆工况; 而 mid-loop 工况仅出现在排水维修停堆和换料停堆两种停堆类型中。

经过上述筛选分析和归并后, 对发生在热/冷停堆和 mid-loop 工况的事件进行详细评价。这些事件主要包括:

- (1) 丧失衰变热排出。
- (2) 丧失厂外电。
- (3) LOCA。
- (4) RCS 排水事件。
- (5) 反应性事故。

A2.2 数据分析

本节分析 3 类电厂停堆的频率及其任务时间。

- (1) 停堆频率。

反应堆停堆频率与功率运行一级 PSA 的数据相同, 为 1.7 次/年。

考虑到不同事故类型对停堆频率的贡献, 反应堆停堆的

总频率(瞬态和事故)为2.1次/年。

除换料停堆以外的可控停堆频率,假定为1.8次/年。

假定换料停堆周期为24个月,由此得到,换料停堆的频率为0.5次/年。

对于非排水和排水维修停堆,在高功率运行工况发生了瞬态或事故之后,电厂可能进入冷停堆状态。假定对那些不会受到其他设备失效进一步影响的事件(如停堆成功,堆芯冷却系统运行),有20%是要求电厂进入冷停堆状态的。再进一步假定这20%的冷停堆事件中只有10%是需要排水维修的。

基于停堆频率,电厂进入冷状态和排水维修停堆的百分比,通过计算得到3类电厂停堆的频率如下:

- 1) 1.8次/年:非排水维修停堆。
- 2) 0.38次/年:排水维修停堆。
- 3) 0.52次/年:换料停堆。

基于上面计算得到的3类电厂停堆,不同停堆阶段的频率如下:

- 1) 热/冷停堆工况的频率:2.7次/年。
- 2) mid-loop 工况的频率:0.9次/年。
- (2) 任务时间。

通过停堆过程中6个阶段的持续时间的详细分析,得到RCS充满和完整的热/冷停堆工况的任务时间为220h;mid-loop 工况的任务时间为120h。

A2.3 事件树分析

AP600低功率及停堆PSA的事件树分析方法与功率运行PSA的方法相同。只是针对不同的停堆类型,对上述分析得到的始发事件进行详细分析。

(1) 热/冷停堆工况(RCS充满和完整):丧失厂外电;丧失衰变热排出能力,由丧失正常余热排出系统引起;丧失衰变热排出能力,由丧失设冷水/厂用水引起;LOCA,由正常余热排出系统管道破裂引起;LOCA,由正常余热排出系统电动阀误开启引起。

(2) RCS充满和降压到mid-loop 工况之间的过渡工况:排水到mid-loop 期间的RCS过度排放。

(3) mid-loop 工况(RCS排水和降压):丧失厂外电;丧失衰变热排出能力,由丧失正常余热排出系统引起;丧失衰变热排出能力,由丧失设冷水/厂用水引起;LOCA,由正常余热排出系统电动阀误开启引起。

(4) 各个停堆工况下的硼稀释:稀释安注箱水注射。

A2.4 故障树分析

AP600低功率及停堆PSA的故障树分析方法与功率运行PSA的方法是相同的。故障树分析中,有些故障树来自功率运行PSA的故障树,有一部分仅针对低功率及停堆PSA。

与功率运行PSA不同的低功率及停堆PSA的分析假设包括:

(1) 故障树与功率运行的故障树相似。唯一不同的地方是:在一些系统的停堆故障树中不模拟“试验维修不可用”因为这些系统在停堆期间没有计划试验或维修。

(2) 增加CIST故障树,模拟瞬态事件后安全壳的隔离。

(3) 厂内AC和1E级/非1E级DC电源系统的故障树,针对不同任务时间分别进行命名。

试验维修引起的系统不可用度,对于不同停堆工况,进行如下假定:

(1) 假定在换料停堆模式下,进行系统的计划性维修。

其他停堆模式下的维修假定为非计划性维修。

(2) 假定在进入mid-loop 工况之前,在隔离内置换料水箱(IRWST)前,已检验重力注入管线上的电动阀自动和手动开启的可操作性。由此,计算IRWST电动阀的失效概率保守地采用任务时间220h。类似地,在进入mid-loop 工况之前,已检验RNS泵进口管线上的电动阀自动开启的可操作性。计算正常衰变热移出系统(RNS)电动阀的失效概率保守地采用排水工况的任务时间120h。

(3) 仪表和控制(I&C)软件的共因失效概率与功率运行的相同。

(4) 功率运行PSA假定I&C硬件的试验间隔是每季度一次。该试验间隔也同样反映到低功率及停堆PSA中热/冷停堆工况的I&C硬件失效。假定I&C对IRWST阀门的支持在进入mid-loop 工况之前已经进行试验,由此,计算支持IRWST运行的I&C失效概率的任务时间为220h。

(5) 对于正常余热排出系统及其支持系统,在停堆期间没有进行计划性维修。计划性维修将在功率运行工况时进行。

(6) mid-loop 工况下,支持RNS及其支持系统和IRWST的电源和I&C部件的试验和非计划维修引起的不可用度没有进行模拟。

A2.5 成功准则

对于某些电厂安全功能,停堆和功率运行PSA的成功准则存在一定的不同。这些不同点的产生原因主要是衰变热水平很低。通常在停堆期间,更少的系统和部件就可以实现成功。

停堆工况期间,与功率运行期间不同的系统成功准则主要包括:

(1) 为符合长期堆芯冷却功能,对于停堆工况,IRWST重力成功注入RPV是足够的,无须在72h之内进行再循环注入,而功率运行工况则要求再循环注入。

(2) mid-loop 工况期间,自动卸压系统的阀门打开,RCS已经降压实现有效的重力注入。

(3) 虽然在停堆期间,化容系统的补给功能是可用的,但在排水到mid-loop 工况期间时,这不能可信地缓解RCS的过度排放。

(4) 故障树分析的任务时间不同。

(5) 必要时,修改电源故障树,并排除停堆工况下采用电厂发电机作为AC电源的可能。

在停堆工况期间,识别丧失衰变热排出功能所需的持续时间在事件发展中起到重要作用。对于非排水停堆类型,该持续时间为2h;对于mid-loop 工况,该持续时间为1.2h。

A2.6 共因失效

低功率及停堆PSA与功率运行PSA的设备和软件的共因失效是类似的。

停堆工况期间,与功率运行期间不同的共因失效主要包括:

(1) mid-loop 工况下,IRWST隔离阀打开共因失效。

(2) 正常余热排出泵运行共因失效,对应220h(非排水维修工况)。

(3) 正常余热排出泵运行共因失效,对应120h(排水维修工况)。

(4) 乏燃料系统电动阀关闭共因失效。

A2.7 人员可靠性分析

低功率及停堆PSA的人员可靠性分析基于功率运行PSA的方法论和基本假设。停堆工况期间,主要有下列人

因事件的不同:

(1) 停堆期间发生堆芯损伤时, 操纵员未能识别并就地关闭仪表压缩空气手动阀以隔离安全壳。

(2) 热/冷停堆工况期间, RNS 管道破裂时, 操纵员未能识别并隔离 RNS。

(3) 系统排水至 mid-loop 的过程中, 操纵员未能发现热管段水位仪表已经失效, 从而未能关闭化容系统气动阀以预防 RCS 的过度排水。

(4) 系统排水至 mid-loop 的过程中, 当热管段水位达到低水位时, 操纵员未能发现化容系统气动阀自动关闭失效, 从而未能手动关闭这些阀门。

(5) 操纵员未能识别并通过 RNS 泵的进口管线实现 IRWST 的重力注入。

A2.8 量化

低功率及停堆 PSA 的量化方法与功率运行 PSA 的方法是一样的。AP600 低功率及停堆 PSA 的 CDF 是 $5.32E-8$ /堆年, 其中 mid-loop 工况占总 CDF 的 90%。

附件 A3 SA 分析工具介绍

A3.1 SA 分析工具

A3.1.1 一体化计算程序

(1) MELCOR 程序。

MELCOR 是由 USNRC 发起的, 在圣地亚实验室开发的。它是一个全范围、全综合的核电站事故模拟程序, 是 STCP 的第二代程序, 主要以概率安全评价 (PSA) 的使用为目的的源项综合分析程序。该程序可以耦合计算分析压力容器的内外现象及热工水力与 FP 行为, 其敏感性及其不确定性分析容易, 计算时间短。从 1993 年的 MELCOR 1.8.3 版本起, 根据 MCAP (MELCOR Cooperative Assessment Program) 计划, 正在对其模型进行验证。它包含了许多其他 NRC 程序, 如 SCDAP/RELAP5 和 CONTAIN 的模型。

MELCOR 程序基于以下特别开发的模型: 热工水力, 堆芯熔化, 裂变产物释放和迁移。一些现存程序直接融合到 MELCOR 程序中, 包括 VANESA 程序, CORCON/MOD3 程序, ORSOR/CORSOR-M/CORSOR-BOOTH 程序, MAEROS 程序, TRAP-MELT2 程序以及 PARC-90 物理程序。

热工水力模型: MELCOR 的热工水力模型包括控制容积流体力学 (CVH) 以及流道 (FL) 包, 其中热工水力计算在 CVH/FL 包中进行。CVH/FL 包基于高度通用的结构以及基本控制容积流体力学网格概念, 并为其其他 MELCOR 现象包提供热工水力边界条件。

堆芯几何和堆芯熔化模型: MELCOR 将堆芯和下封头划分为用户规定的同心环和轴向层。每个栅元内的材料氧化和辐射、传导和对流传热分别进行计算。简单的蜡烛模型被用于模拟堆芯熔化坍塌和材料再冷却固化, 以及由此在下封头形成的冷却壳层, 这导致了流动阻塞和熔融物池。堆芯结构的失效, 包括堆芯支撑板和下封头失效, 熔融物喷射等现象采用简单的参数模型来计算。

其他物理过程: 除了上述已提到的过程, MELCOR 还包括以下模型: 非凝结气体形成, 可燃气体产生 (使用 HECTR 程序模型), 堆芯—混凝土反应 [裂变碎片与混凝土地基的反应采用 CORCON/MOD3 程序模型、VANESA 程序模型, 计算的现象包括: 金属层 (铁, 铬, 镍和锆) 与混凝土反应产生 CO_2 和 H_2O], 直接安全壳加热模型 (使用

参数模型)。

放射性核素行为: 堆芯材料释放蒸汽和气溶胶用 CORCON/MOD3 下的 VANESA 子模型计算。气溶胶的累积和沉降采用 MAEROS 模型计气溶胶伴随气泡, 气体和水在不同控制容积间的迁移, 以及气溶胶在水池中的消除, 采用无滑移的 SPARC 程序模型计算。裂变产物从堆芯的释放采用 CORCON, CORCON-M 或 CORCON-BOOTH 程序的模型计算。气溶胶在安全壳中通过清洗池的迁移计算采用 SPARC 物理模型计算。

(2) 模块化事故分析程序 (MAAP)。

EPRI 模块化事故分析程序 MAAP 是 Fauske 及其同事开发的全范围仿真工具, 耦合了热工水力学计算以及裂变产物释放和迁移计算模型, 已被用于多个核电站的 PSA 分析, 特别是美国 IPEs 分析。它可以模拟严重事故的全部进程, 它的事故分析模块包括一系列不同的瞬态, 如旁通、运行和停堆序列等。由于此程序是为 PSA 分析设计的, 它的主要模型假设与单一现象模拟程序有许多差异。MAAP 经过了独立设计审查以及 USNRC 的审查, 有 PWR、BWR、VVER 以及 CANDU 等几种不同版本。

MAAP 的热工水力模型: MAAP 采用控制容积和流道来进行热工水力建模, 其控制容积 (称为 regions) 的几何形状和尺寸对不同堆型在初始假设上不同。主冷却剂系统、安全壳具有固定特性和数目的控制容积。对每个控制容积分开求解质量守恒和能量守恒方程, 流体包括蒸汽、水、氢气、其他不可凝气体和熔融物, 流道包括管道、波动管、贯穿管以及释放阀。这些方程是集总参数、非线性、耦合的常微分方程组。

堆芯几何及堆芯熔化模型: 与 MELCOR 类似, 其堆芯也可以划分为用户规定的同心环和轴向层。MAAP 采用单一的堆芯迁移模型。这些堆芯模型特征限制了堆芯熔化行为和氢气产生的敏感度研究。MAAP 假设在变形的堆芯处由于流道阻塞, 蒸汽产生少, 因此氢气产生多。此外, MAAP 还具有堆芯熔化进程模型、自然循环导致主冷却剂系统蠕变失效的模型、再淹没模型, 压力容器外冷却以及压力容器蠕变破损模型等。

其他物理过程: MAAP 具有建立在组分和温度之上的可燃性模型、在不完全燃烧时的燃烧模型、燃烧时间模型、火焰在不同腔室间的扩散模型、“喷射燃烧”模型 (即可燃气体的喷射到有氧腔室中的剧烈燃烧) 以及可燃气体在高温下的自燃模型 (这在某些情况下可以导致可燃气体的复合作用)。MAAP 的安全壳模型可以模拟安全壳应力—应变响应。

放射性核素行为: MAAP 可模拟裂变产物的迁移和包容。

(3) STCP 程序。

严重事故时的热工水力、裂变产物行为和向环境的释放等的简易计算程序。由于 STCP 为已有程序的集合, 彼此间存在着平衡的问题, 因此在 1990 年中止, 转向 MELCOR 的开发。

(4) THALES/ART and THALES-2 程序包。

THALES-2 程序是由日本原子能研究所 (JAERI) 于 80 年代开发的, 用于风险评价的源项计算程序。ART 程序也是由日本原子能研究所 (JAERI) 开发, 用于裂变产物微粒行为分析的模块程序。REMOVAL 程序同样为日本原子能研究所 (JAERI) 开发, 进行安全壳容器内裂变产物微粒行为分析的程序。

A3.1.2 机理分析系统程序

(1) SCDAP/RELAP5 程序。

SCDAP/RELAP5 程序是美国爱德华国家工程实验室 (Idaho National Engineering Laboratory, INEL) 于 20 世纪 80 年代逐渐开发的用于核电厂事故分析 (包括严重事故分析) 的大型热工水力最佳估算程序。该程序由 SCDAP 和 RELAP5 两部分组成, 其中 SCDAP 用于模拟核电厂严重事故条件下反应堆堆芯的行为, 包括燃料元件、控制棒及其他堆内构件的加热、熔化、移位 (塌落) 以及伴随此过程的金属氧化、H₂ 的产生以及裂变产物的释放等。RELAP5 则用于模拟核电厂反应堆冷却剂系统及其辅助系统的热工水力行为、反应堆动力学、控制与保护系统的响应以及不可凝气体的传输等, RELAP5 还提供泵、阀门、汽轮机、分离器、安注箱等专用模型, 可供模拟电厂时选用。

从 SCDAP/RELAP5/MOD3.1 (1995 年 6 月) 开始, SCDAP/RELAP5 不再采用基于 TRAP-MELT 程序的裂变产物在反应堆冷却剂系统内迁移模型, 而改为通过接口与另一裂变产物迁移机理性计算程序 VICTORIA 相连, 由该程序完成裂变产物的过程计算。针对 SCDAP/RELAP5 程序的 SR5CAP (SCDAP/RELAP5 Cooperative Assessment Pro-

gram) 计划, 于 1997 年 5 月启动, 利用国际合作, 验证其分析模型, 推动 SCDAP/RELAP5 程序的发展。

(2) CONTAIN 程序。

CONTAIN 程序由美国圣地亚国立研究所 (SNL) 开发, 针对轻水堆和快堆的安全壳内的热工水力、裂变产物有关的详细分析程序。包含自然沉淀过程产生的裂变产物微粒的沉积行为, 安全壳内喷淋、弛压池、冰冷凝器、通风器等设备对裂变产物的去除, 氢气的扩散和燃烧, 安全壳直接加热, 熔融堆芯—混凝土相互作用等许多现象的详细模型。

(3) VICTORIA 程序。

VICTORIA 程序是由美国圣地亚国立研究所 (SNL) 开发的分析气体及微粒状裂变产物特性的程序。从燃料内的释放, 压力容器内及一回路系统内的迁移、沉积过程, 尽可能地基于机理模型进行分析的详细程序。包含气体和微粒间的热化学平衡、沉积的裂变产物的再蒸发再分离、衰变热产生量计算等许多详细模型。

A3.2 严重事故现象与程序分析手段

表 5.6-18 和表 5.6-19 给出了各国在分析压力容器内和压力容器外的严重事故现象所用的计算程序。

表 5.6-18 压力容器内严重事故现象的主要计算程序

国家	程序名称	热工水力计算	堆芯熔化进程	FP 从燃料释放	FP 在 RCS 内迁移	压力容器失效
美国	MELCOR	+	+	+	+	+
	MAAP	+	+	+	+	+
	SCDAP/RELAP5	+		+	+	+
	VICTORIA	+				+
	COMMIX-1C					+
	IFCI					FCI
	TEXAS					FCI
	PM-ALPHA/EPROSE					FCI
法国	ESCADRE	+	+	+	+	+
	CATHARE	+	+	+	+	+
	ICARE	+				
	MC3D					FCI
日本	THALES	+	+			+
	ART			+	+	
	THALES-2	+	+	+	+	+
	MACRES	+			+	
	REMOVAL					
	MAPLE					
	JASMINE					+
德国	ATHLET-CD	+	+	+	+	+
	IVA-1	+				+, FCI
欧共体	ESTER 1.0	+	+	+	+	

表 5.6-19

压力容器外严重事故现象的主要计算程序

国家	程序名称	高压熔融物喷射	堆芯—混凝土反应	FP 从碎片释放	FP 在安全壳响应/载荷	氢气燃烧	安全壳内迁移
美国	MELCOR	+	+		+	+	+
	MAAP	+	+		+	+	+
	CONTAIN		+		+	+	+
	CORCON/MOD3			+		+	+
	HMS-BURN					+	+
	IFCI						FCI
	TEXAS						FCI
	PM-ALPHA/EPROSE						FCI
法国	ESCADRE	+	+		+		
	PLEXUS						+
	CASTEM						+
	MC3D						FCI
日本	THALES		+			+	+
	ART	+		+	+		
	THALES-2		+	+	+	+	+
	MACRES				+		
	REMOVAL				+		
	MAPLE	+					
	JASMINE						FCI
英国	CORCON			+		+	+
	CORDE			+	+		
德国	WECHSL			+			
	RALOC					+	+
	FIPILOC				+		
	SAGE PROC			+			
	IVA-4	+				+	FCI
	ESTER 1.0		+	+		+	

参考文献

- [1] 国家核安全局, HAF102-2004 核动力厂设计安全规定.
- [2] 唐宇. 国际革新与安全反应堆(IRIS)电站设计综述. 国外核动力, 2003, (4): 10-21.
- [3] U. S. Nuclear Regulatory Commission. NUREG-0700: Human-System Interface Design Review Guideline. 2002.
- [4] U. S. Nuclear Regulatory Commission. NUREG-0711: Human Factor Engineering Program Review Model. 2004.
- [5] U. S. Nuclear Regulatory Commission. NUREG-0800: Standard Review Plan. 2004.
- [6] U. S. Nuclear Regulatory Commission. RG1. 149: Nuclear Power Plant Simulators for Use in Operator Training. 2001.
- [7] U. S. Nuclear Regulatory Commission. RG1. 8: Personnel Selection and Training. 2000.
- [8] Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEEstd. 845: IEEE Guide to the Evaluation of Human-System Performance in Nuclear Power Generating Stations. 1999.
- [9] International Electrotechnical Commission. IEC61839: Nuclear Power Plants Design of Control Rooms Function Analysis and Assignment. 2000.
- [10] International Atomic Energy Agency. Regulatory Review of Probabilistic Safety Assessment Level 1, IAEA-TECDOC-115, Feb, 2000.
- [11] The American Society of Mechanical Engineers. Standard for Probabilistic Risk Assessment for Nuclear Power Plant Applications. Rev. 14A. New York: ASME. May, 2001.
- [12] J. P. Poloski, D. G. Marksberry, et al. Rates of Initiating Events at U. S. Nuclear Power Plants: 1987-1995, NUREG/CR-5750, INEL, 1998.
- [13] R. P. Kassawara, J. S. Hyslop et al. EPRI/NRC-RES Fire PSA Methodology for Nuclear Power Facilities, NUREG/CR-6850, Electric Power Research Institute, Division of Risk Analysis and Applications Office of Nuclear Regulatory Commission, October, 2004.
- [14] International Atomic Energy Agency. Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants for Low Power and Shutdown Modes, IAEA-TECDOC-1144, IAEA, March, 2000.
- [15] IAEA SAFETY STANDARDS SERIES. Safety of Nuclear Power Plants; Design, No. NS-R-1, 2000.
- [16] International Atomic Energy Agency. Status of Advanced Light Water Reactor Designs, IAEA-TECDOC-1391, IAEA, May, 2004.
- [17] Takashi Nitta, Susumu Ueda, Yoshiki Ogata. Design and Construction of Tsuruga 3&4, The First APWR Plants in Japan, 2005 International Conference on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP05), Seoul, Korea, May 16, 2005.
- [18] M. D. Carelli, et al. IRIS Design Overview and Status Update, 13th International Conference on Nuclear Engineering, Beijing, China, May 16-20, 2005. ICONE 13-50442.
- [19] Lawrence E. Conway. Integral PWR with Diverse Emergency Cooling and Method of Operating Same. United States, Patent Application Publication, US 2004/0196948 A1, Oct. 7, 2004.
- [20] S. Storai, et al. Design and Manufacturing of the IRIS Helical Coil Steam Generators. 13th International Conference on Nuclear Engineering, Beijing, China, May 16-20, 2005.
- [21] Mario D. Carelli, et al. IRIS Safety-by-Design and Its Implication to Lessen Emergency Planning Requirements. 13th International Conference on Nuclear Engineering, Beijing, China, May 16-20, 2005.
- [22] M. D. CARELLI, et al. Designs and Safety of IRIS, an Integral Water Cooled SMR for Near Term Deployment. Innovative small and medium sized reactors: Design features, safety approaches and R&D trends, Final report of a technical meeting held in Vienna, 7-11 June 2004, IAEA-TECDOC-1451, 51-74.
- [23] M. D. Carelli, et al. Recent Developments of the IRIS Project of Interest for Latin America. ANES, 2004.
- [24] Bojan Petrović, Mario D. Carelli. IRIS Project Update: Status of the Design and Licensing Activities. 5th International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and Medium Electricity Grids, Dubrovnik, Croatia, May 16-20, 2004.
- [25] International Reactor Innovative and Secure. Final Technical Progress Report by Westinghouse Electric Company, Report Number: STD-ES-03-40, Revision 0, November 3, 2003.

第 6 篇 下一代先进核能系统

主编单位：中国原子能科学研究院

清华大学核能与新能源技术研究院

主 编：徐 铎 徐元辉

编写人员：徐 铎 肖勋泽 杨红义 谢光善 李文宏 喻 宏
方邦城 文 静 余华金 王 彬 傅世年 郁庆常
方守贤 段天英 张东辉 周培德 谢 淳 杜海鸥
洪顺章 许咏丽 罗璋琳 关遐令（中国原子能科学
研究院）

李 富 钟大辛 唐春和（清华大学核能与新能源技
术研究院）

唐文忠（中国核电工程有限公司）

审稿人员：陈叔平 刘国发 唐基本 陈道龙 姜满才 刘玉璞
万 钢 夏海鸿 徐 铎（中国原子能科学研究院）

第1章 钠冷快中子增殖堆核电厂

1 钠冷快中子增殖堆核电厂一般特征

主要由平均中子能量高达约 0.1MeV 的快中子引起原子核裂变链式反应的反应堆,称为快中子反应堆,简称快堆。压水堆和高温气冷堆都是主要以平均中子能量约为 0.1eV 的中子引起裂变链式反应,这一能量约相当于原子热运动的能量,故称热中子。这些反应堆便称为热中子反应堆。

原子核裂变产生的中子是快中子,平均能量高达 2MeV。为了保持反应堆内主要是快中子,快堆中没有慢化剂。冷却剂也不能用含轻核的流体。快堆发展至今,液态钠是最普遍应用的冷却剂。

快堆核电厂有一个重要的特点,即一边运行发电,消耗易裂变燃料(铀-235 或钚-239),一边又生产出新的易裂变燃料钚-239,而且能使所产多于所耗,易裂变燃料得到增殖,真正消耗的是不易裂变的转换材料铀-238。所以它的全称便是钠冷快中子增殖堆核电厂。

为了逐项说明快堆的一般特征,表 6.1-1 列出了法、德、意三国合建的经济验证性商用快堆核电厂克亥一马尔维尔(Superphénix-1)与我国大亚湾压水堆核电厂的主要参数的比较。

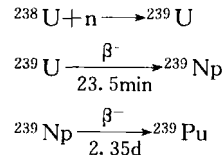
表 6.1-1 快堆和压水堆的比较

项 目	单 位	快堆核电厂	压水堆核电厂
		Superphénix-1	大亚湾
热功率/电功率	MW	3000/1240	2775/966
热效率	%	41.3	34.8
中子平均能量	eV	约 0.08×10 ⁶	约 0.05
最大中子注量率	n/cm ² ·s	6.1×10 ¹⁵	4.5×10 ¹⁴
慢化剂		/	H ₂ O
冷却剂		Na	H ₂ O
堆芯入/出口温度	℃	395/545	287.5/325
冷却剂压力	MPa	<0.5	15.5
燃料		MOX	UO ₂
铀	t	4.8	
钚	t	30(贫铀)	72.5(U-235,3.2%)
包壳材料		奥氏体不锈钢	Zr-4
线功率(最大)	W/cm	480	410
堆芯功率密度(平均)	kW/l	291	105
能耗	MWd/kg	80~113	50
主热传输系统		Na-Na-H ₂ O, 过热蒸汽	H ₂ O-H ₂ O, 饱和蒸汽
转换比(增殖比)		1.24	约 0.6
蒸汽温度/压力	℃/MPa	490/18.0	278/6.1
缓发中子有效份额	10 ⁻² ΔK/K	0.38	0.71
中子寿命	s	约 10 ⁻⁷	约 10 ⁻³

MOX:即 UO₂-PuO₂混合氧化物陶瓷燃料。

1.1 易裂变核的增殖

自然界中存在的易裂变核仅有铀-235,它在天然铀中只占 0.712%,不易裂变的铀-238 却占 99.2%以上。在核反应堆中,只要有铀-238,它就会俘获中子。按如下核反应转变成人工易裂变核钚-239,即



铀-238 又称为肥料核或转换核。

易裂变核吸收了一个中子以后所释放的中子数表示为

$$\eta = \nu \sigma_f / (\sigma_c + \sigma_f) = \nu / \left(1 + \frac{\sigma_c}{\sigma_f} \right)$$

式中:ν为易裂变核每次裂变所释放的二次中子数;σ_c和σ_f分别为该易裂变核的微观俘获截面和微观裂变截面。为了维持反应堆的链式反应,η个中子中要有一个中子使得另一个易裂变核裂变,剩下的η-1个中子将会有如下遭遇:

- (1) 被结构材料、冷却剂等原子核俘获,记为 L₁。
- (2) 泄漏到堆芯外,记为 L₂。
- (3) 被²³⁸U 吸收,且转变为²³⁹Pu,记为 C。

所以 C = η - 1 - L₁ - L₂

C 称为转换比。C > 1 才成为增殖堆,也就是 η > 2 才有可能成为增殖堆。

图 6.1-1 所示为²³⁵U 和²³⁹Pu 作为易裂变燃料的反应堆的 η 值随堆中子能量的变化关系。由图 6.1-1 可以看出,反应堆内中子能量主要在快中子谱时才可能成为增殖堆。

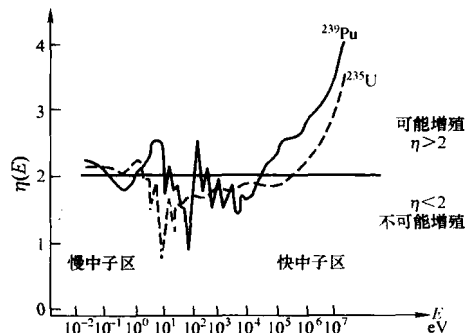


图 6.1-1 ²³⁵U 和²³⁹Pu 的 η(E) 随中子能量的变化

当 C > 1 时, C 即为增殖比,记为 BR。这时

$$C = BR = \frac{\text{产生的易裂变核素}}{\text{消耗的易裂变核素}} > 1$$

如表 6.1-2 所示。

表 6.1-2 国外快堆增殖性能

国家	堆 名	功率热/电 (MW)	燃料	状态	BR	Td (a)
日本	实验	JOYO	100/0	MOX	运行	1.06
美国	快堆	Fermi	200/60	合金	关闭	1.16
英国		PFR	600/270	MOX	关闭	0.95
法国		Phénix	563/254	MOX	运行	1.16
德国	原型	SNR-300	770/327	MOX	拆除	1.10
日本	快堆	MONJU	714/280	MOX	运行	1.20
美国		CRBRP	875/380	MOX	中止	1.29
印度		PFBR	1250/500	MOX	建造	1.31
					30	

续表

国家	堆 名		功率热/电 (MW)	燃料	状态	BR Td (a)
法国	经济 验证 性快 堆	SPX-1	3000/1200	MOX	关闭	1.24
英国		CDFR	3800/1500	MOX	设计	1.50
德国		SNR-2	3420/1497	MOX	设计	1.12
俄罗斯		BH1600	4200/1600	MOX	设计	1.40
法国		SPX-1 (优化)	3000/1200	MOX	关闭	1.18

表 6.1-3 各种快堆的增殖性能
(电功率为 1000MW, 负荷因子为 0.75)

堆 型	均匀堆			非均匀堆		
燃料	氧化物	碳化物	金属	氧化物	碳化物	金属
堆芯核材料	Pu, U	Pu, U	Pu, U	Pu, U	Pu, U	Pu, U
转换区材料	U	U	U	U	U	U
燃料循环损失	1%	1%	1%	1%	1%	1%
堆外时间 (a)	1	1	1	1	1	1
堆芯装料 (kg)	3158	2615	2488	3926	3800	3525
系统用料 (kg)	4736	3922	3722	5889	5700	5287
年增殖 (kg)	252	359	416	290	409	494
年耗 ²³⁸ U (kg)	1420	1523	1622	1532	1724	1869
增殖比	1.325	1.479	1.582	1.382	1.561	1.718
倍增时间 (a)	13.1	7.6	6.2	14.1	9.7	7.4

在热中子谱下, 即使 η 稍大于 2, 由于其他核对热中子吸收较强, 因此达不到增殖。例如压水堆, 用²³⁵U 装料, 其转换比约为 0.6。

快堆 BR 值的大小依赖于堆芯中子学设计。一般说来, 钚装料的堆芯高于²³⁵U 的堆芯, 金属燃料堆芯高于氧化燃料堆芯, 大功率快堆高于小功率快堆, 非均匀布置快堆高于均匀布置快堆。另外, 增殖层越厚, 增殖比也越大, 但到一定程度也会饱和。快堆热功率大于 100MW_t, 就能设计成增殖堆。

从增殖比的物理意义看出, 产生的易裂变核素的绝对量依赖于易裂变核素在堆运行时消耗的多少, 所以用倍增时间 (T_d) 来反映反应堆的增殖能力更为全面, 它的定义是:

$$\text{倍增时间 } T_d = \frac{\text{初装易裂变料} + \text{堆外占用料}}{\text{年净增殖易裂变料}}$$

T_d 描述了一座快堆及其燃料循环整个系统的增殖特性, 因此又称为系统倍增时间, 简称倍增时间, 它的表达式为

$$T_d = \frac{10^3}{365} \frac{M}{P(1+\alpha)GL(1-r)} \quad (\text{a})$$

式中: M 为初装易裂变料, kg; P 为快堆热功率, MW; $\alpha = \frac{\sigma_c}{\sigma_f}$ 为易裂变核微观俘获截面与微观裂变截面之比; $G = BR - 1$ 为增殖增量; δ 为²³⁸U 裂变率与易裂变料裂变率之比; L 为电厂运行负荷因子, %; r 为堆外占用料与总投料之比。

显然, T_d 主要同增殖比、电站初装料、电站负荷因子以及堆外占用料有关。乏燃料衰变冷却、后处理、燃料元件和组件加工以及运输、储存的时间越短, 倍增时间就越短。另外燃料循环中损耗越少, 倍增时间也越短。

世界上快堆发展至今, 包括实验快堆、原型快堆或经济性验证性商用快堆, 主要目的是由小至大地逐步掌握快堆的工程技术, 在保证安全的前提下逐步追求可靠性和经济性, 因此并未追求增殖。表 6.1-2 给出了世界上已建快堆的增殖比和倍增时间。国际原子能机构组织的国际核燃料循环评价工

作组于 1980 年给出了参考的高增殖快堆的燃料循环参数, 见表 6.1-3。

1.2 快堆堆芯其他特点

从表 6.1-1 可以看出, 快堆易裂变材料的富集度高于压水堆, 这是因为快中子裂变截面低于热中子, 而且快中子的平均自由程长于热中子, 中子易泄漏, 所以要更高的富集度。快堆没有慢化剂, 堆芯排列紧凑, 其体积比功率约为压水堆的 3 倍。

在快堆堆芯中几乎不存在热中子, 一般材料原子核的中子吸收截面都较小, 所以燃料加深和裂变产物的积累所引起的反应性下降比压水堆要慢得多, 而且没有“碘坑”问题。堆芯结构材料可用不锈钢, 燃料燃耗约为压水堆的 2~3 倍。

快堆的温度反应性系数来自多普勒效应和冷却剂膨胀, 而压水堆来自冷却剂膨胀和热中子谱的谱移, 它们的当量相当, 所以快堆和压水堆的动力学特性在正常运行时是非常相似的。快堆的瞬发中子寿命为 10^{-7} s, 而压水堆的约为 10^{-3} s, 所以在瞬发临界的瞬变时, 快堆瞬变功率上涨要快得多。

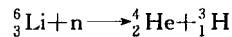
1.3 快堆冷却剂

快堆中要保持快中子引起裂变链式反应, 因此冷却剂不能导致对裂变中子的过度慢化。从中子学、热工水力、冷却剂工艺及经济性考虑, 可能作为快堆冷却剂的有 Hg、Na、NaK、Pb、Pb-Bi、Li、He、蒸汽等。

美国 1946 年建成的 25kW 热功率 Clementine 实验快堆和苏联 1956 年建成的 100kW 热功率 BR-2 实验快堆, 采用 Hg 为冷却剂。美国 1951 年建成的热功率为 1.2MW、电功率为 0.2MW 的 EBR-I 实验快堆和英国 1959 年建成的热功率为 60MW、电功率为 15MW 的 DFR 实验快堆, 均用 NaK 合金作冷却剂。苏联 1959 年建成的热功率 5MW (后改为 10MW) 实验快堆 BR-5 (10) 的二回路用 NaK 作载热剂, 一回路用 Na 作冷却剂。20 世纪 60 年代起建成的所有 17 座快堆, 包括实验快堆、原型快堆和经济性验证性商用快堆, 全都采用钠作为冷却剂。这是因为钠的中子吸收截面和慢化能力不大, 好的热工水力特性适于高功率密度的快堆使用, 与快堆应用的不锈钢材料相容性好, 且易于净化, 钠在辐照后没有太长寿命的放射性核素。表 6.1-4 所示为钠与其他几种冷却剂在热工性能方面的比较。

从表 6.1-4 可以看出, 钠具有高的热导率、高沸点、较大的比热容、较小的比重, 此外, 钠的水力特性与水相仿, 与上述特性相结合, 所以用钠作冷却剂堆芯不易过热, 堆芯燃料比功率较高, 因而钠冷快堆有较短的倍增时间。而且, 易实现堆芯的自然对流和自然循环而导出余热, 于安全有利。钠冷快堆在强迫流动时, 由于钠的密度小, 冷却燃料组件的能力强, 泵送功率也小。铅或铅铋合金则因密度太大, 运行耗能甚大。

到目前为止, 尚未有正式报道的锂冷快堆的设计。锂的优点是比热容比钠高, 所以冷却剂的泵送功率可以低些; 它的缺点是核质量数小, 对中子慢化强, 其含 7.5% 的同位素⁶Li 有大的中子吸收截面, 而且会产生放射性气体氦:



解决办法是先将⁶Li 从锂中分离出来, 或在锂冷却剂中设置收集氦的设施。

气体冷却剂由于载热能力比不上液态金属, 即使用高压、

表 6.1-4

快堆几种冷却剂的热工性能比较

热工性能	单 位	Na	NaK (K: 77.8%)	Pb	PbBi (Pb: 44.5%)	Li	Hg	He (大气压下)
熔点 (大气压)	℃	97.83	-12.6	327.5	~125	180.2	-38.87	
沸点 (大气压)	℃	881.4	785.0	1744.8	~1670	1342	356.65	
密度 (400℃)	g/cm ³	0.856 2	0.785 7	10.6	10.24	0.495	13.113 (200℃)	0.073×10 ⁻³
比热容 (400℃)	cal/(g·℃)	0.305 4	0.21	0.035	0.035	1.004	3.28 (200℃)	1.243
热导率 (400℃)	kcal/(m h °C)	62.08	22.53	13.67	10.8	42.07	8.9 (200℃)	0.24
体积热膨胀系数	1/℃	2.418×10 ⁻⁴	2.77×10 ⁻⁴					

注 $1\text{cal}=4.186\text{J}$ 。

① 估计值。

高流速也达不到高的燃料比功率，尽管气体对中子慢化小，增殖比稍高，但也达不到短的倍增时间。

早在 20 世纪六七十年代, 苏联曾研究过 N_2O_4 作为快堆冷却剂, 用这种冷却剂裂解吸热可以得到高的体积比功率, 获得短的倍增时间, 但因其毒性太强而放弃。

所有碱金属均化学性活泼，与水、空气均有激烈反应，快堆经近四十余年的发展，对大规模钠的应用、操作的掌握和对防止钠火、钠水反应及缓解这些工业事故（非核事故）的工程措施的发展，已能保证钠冷快堆安全可靠地运行。

2000 年美国首先提出第四代先进核能系统, 后相继获得众多核能国家的响应, 并形成了第四代先进核能系统国际论坛 (GIF) 和国际先进核能系统的研究计划 (INPRO) 两个国际合作组织。提出的先进核能系统包括六种堆型:

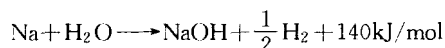
- (1) 钠冷快堆 (SFR)。
- (2) 铅冷快堆 (LFR)。
- (3) 气冷快堆 (GFR)。
- (4) 超临界水堆 (SCWR)。
- (5) 超高温堆 (VHTR)。
- (6) 熔盐堆 (MSR)。

由此快堆冷却剂又面临新的选择。

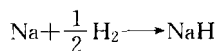
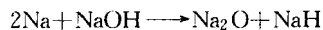
应该注意到快堆有两种应用，即用于增殖核燃料和用于嬗变长寿命放射性废物，目前还提出一种不掺转换材料铀-238 专门烧钚的快堆。针对不同用途的快堆，冷却剂的选择也是会有差别的。

1.4 主热传输系统

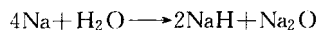
快堆冷却剂采用液态金属钠，钠是化学性质活泼的碱金属，遇水将发生激烈的反应。



如有充分的钠，即水射入钠的情况，还有进一步的反应：



所以总的反应将是



因此, 钠水反应是比较复杂的, 形成的产物 NaOH 和 H_2 又同钠发生反应, 是一个多级的过程。钠水反应产物最终浓度是由热力学平衡条件和反应过程动力学达到平衡态的时间所决定的。

在快堆钠水蒸气发生器及其保护系统设计中,当发生小于 0.1g/s 水微泄漏时,有氢的监测;发生 $0.1\sim 10\text{g/s}$ 水小泄漏时,有氢的监测和氢气泡的监测,得到信号后通过自动控制系统自动降压和切断给水,同时钠侧也进行隔离,避免事故扩大。如果出现 $10\text{g/s}\sim 2\text{kg/s}$ 的中泄漏和大于 2kg/s 的大泄漏,除氢、氢气泡和压力等监测信号外,当压力峰值大于阈值则爆破膜破裂,蒸汽发生器中的钠卸入钠事故排放罐,同时切断给水和钠侧隔离蒸汽发生器。

按这一设计原则，钠水反应不会波及到相关的设备。但为了保证反应堆堆芯的安全，快堆采用钠—钠—水蒸气三回路主热传输系统，用非放射性的二次钠回路将蒸汽发生器和堆芯隔开，这种对安全有利的措施，对快堆经济性是不利的。俄罗斯正在试验钠在换热管内水在换热管外的反向蒸汽发生器，它能在发生钠水反应时不致很快蔓延。也有一些国家开始研究用双壁管作换热管，探测壁间水或钠的泄漏，避免钠水反应，这样达到取消二回路的目的。不过至今尚未有取消二回路的钠冷快堆的设计。

1.5 快堆的燃料循环

我国核能发展的基本战略是热堆—快堆—聚变堆，并已确定第一代的主力发电堆型是压水堆。所以我们应建立封闭的压水堆（PWR）—快堆（FBR）核燃料循环系统。图 6.1-2 所示为这一燃料循环的概念流程。

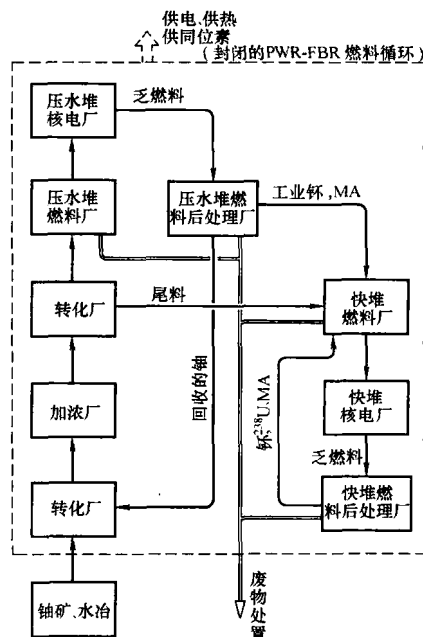


图 6.1-2 封闭的 PWR-FBR 燃料循环概念流程

压水堆的核燃料生产从铀矿开采、水冶开始，得到 U_3O_8 ，即黄饼，进转化厂转化成天然 UF_6 ，经富集厂富集成 ^{235}U 占 3% 左右的 UF_6 ，再进转化厂转化成 UO_2 ，提供给压水堆燃料厂制成燃料元件、组件，供压水堆使用。压水堆乏燃料经一定时间的衰变、冷却后，运到后处理厂，处理出未烧尽的 ^{235}U 约占 0.9% 的铀、工业钚、次量铀系核素 (MA) 以及长寿裂变产物 (LLFP)，回收的铀送转化厂转化成 UF_6 ，然后再行富集和使用。这个循环，称为压水堆燃料循环。

在压水堆燃料循环中,从转化厂还会得到 ^{235}U 只占0.25%的尾料 UO_2 (称贫铀),它是由富集厂富集 ^{235}U 后再转化得到的。它将与工业铀送到快堆燃料厂制成铀-钚混合

燃料,供快堆装料,单独尾料 UO_2 则制成增殖区组件,供快堆生产钚用。快堆乏燃料后处理后得到铀、钚,进快堆燃料厂再制成快堆燃料,如此反复,形成快堆燃料闭式循环。目前还在开发的长寿命次量铀系核素掺在快堆燃料中建成快中子增殖堆,也同样可形成闭式铀钚燃料循环,还可在增殖快堆的反射层热区中烧掉长寿命裂变产物。每次循环总会产生的残余高放废物还可进一步增殖。通过 PWR-FBR 燃料循环,可以有效地利用铀资源,生产电能,而长寿命放射性废物需要作地质储存的量将大大减少。

2 快堆在核能发展中的地位和发展历史

2.1 快堆在核能发展中的地位

2.1.1 有效利用核资源,大规模发展核能

天然存在的易裂变核素只有天然铀中的 ^{235}U ,人类开发核能首先利用 ^{235}U 。 ^{235}U 核在热中子作用下裂变截面大,重水堆和石墨气冷堆只要体积足够大,天然铀就可产生可控持续链式反应,轻水堆只要稍加浓 ^{235}U 就可运行,所以人类首先开发热中子反应堆也就是自然的事了。

根据 IAEA 发表的资料,截止到 2001 年 1 月 1 日,查明的开采成本低于 130 美元/kgU 世界铀资源,包括估算附加的 (EAR-I) 在内,总计只有 450 万 t (见表 6.1-5)。

表 6.1-5 世界各类铀资源总量 (万 t 铀)

资源分类	开 采 成 本				合 计
	≤\$ 40/kgU	≤\$ 80/kgU	≤\$ 130/kgU	成本 未定	
已知					
可靠资源 (RAR)	>169.115	251.618	323.782		323.78
估算附加资源 I (EAR-I)	>61.106	94.969	123.436		123.44
待查明资源					
估算附加资源 II (EAR-II)			233.8		233.80
推测资源 (SR)			466.9	592.8	1059.70
合 计	>230.221	346.587	1147.918	592.8	1740.72

如单发展轻水堆核电站,考虑燃料一次通过,电厂寿命按 60 年计,则上述 450 万 t 铀资源只能建 450GWe。当前全世界已有 350GWe 核电站在运行,用这种方式来发展核电,就不可能实现核电的大规模可持续发展。

这是因为轻水堆需用 ~3% 富集度的铀燃料,而富集时尾料是 ^{235}U 占 ~0.25% 的贫化铀,乏燃料中还含有 0.9% ^{235}U 。所以一次通过对天然铀的利用率只有

$$\frac{(0.712\% - 0.25\%) \times (3\% - 0.9\%)}{(3\% - 0.25\%)} = 0.35\%$$

考虑到在堆内有少量 $^{238}_{92}\text{U}$ 和 $^{239}_{94}\text{Pu}$ 参与裂变,利用率约为 0.45%。

如果对乏燃料进行后处理,未用完的燃料再返回堆中使用,由于压水堆的转换比约为 0.59,这一方式理论上对铀资源的利用率为

$$0.712\% + 0.712\% \times 0.59 + 0.712\% \times 0.59^2 + \dots = 1.74\%$$

考虑到各种损耗,利用率约为 1%。

对于快中子增殖反应堆,因为增殖比大于 1,上式等比级数发散,即理论上利用率可达到 100%。但考虑到各种损耗,按当今的后处理、燃料制造和燃耗水平,利用率可达 60%~70%。图 6.1-3 所示为发展不同反应堆可获得的不同天然铀的利用率。

而且,由于快堆提高了铀资源的利用率,更贫的铀矿也有了开采价值,从而使世界经济可采铀资源将增加千倍。

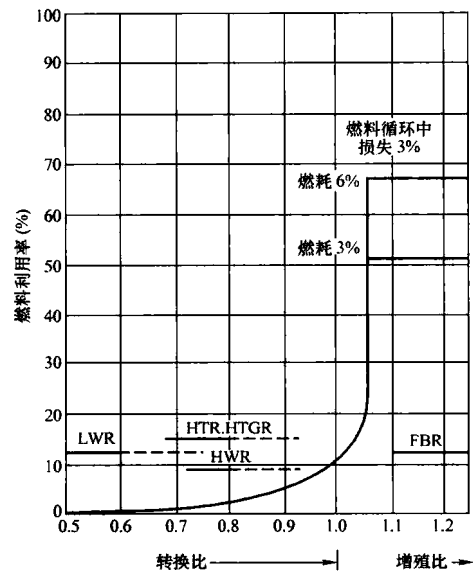


图 6.1-3 铀资源的利用率与转换比或增殖比的关系

注: LWR 为轻水堆。HTR、HTGR 为高温堆、高温气冷堆; HWR 为重水堆。FBR 为快中子增殖堆。

2.1.2 增殖长寿命核素,减少核废物地质储存的体积

核能的发展除掉应考虑核燃料是否能支撑大规模核电装机容量发展的问题,还应考虑乏燃料中的长寿命核废物的问题。表 6.1-6 列出了压水堆核电站运行时产生的长寿命核废物。

表 6.1-6 压水堆长寿命核废物产量

类 别	核 素	半衰期	产额[kg/(GWe·a)]	
			A	B
MA	Np-237	$2.1 \times 10^6 \text{ a}$	14.1	4.2
	Am-241	$4.3 \times 10^3 \text{ a}$	2.2	22.9
	Am-243	$7.3 \times 10^3 \text{ a}$	2.8	54.1
	Cm-242	162.8d	0.2	2.0
	Cm-244	18.1a	0.8	28.5
	Cm-245	$8.5 \times 10^3 \text{ a}$	0.03	
LLFP	Tc-99	$2.1 \times 10^5 \text{ a}$	26	26
	I-129	$1.6 \times 10^7 \text{ a}$	6.3	6.3

注 A: PWR UO_2 装料, 燃耗 33MWd/kg; B: PWR MOX 装料, 燃耗 33MWd/kg。

这些长寿命废物要衰变三四百万年才能降到与天然铀相当的放射性毒性水平 (见图 6.1-4)。

随着核电装机容量的增长, 次量铀系核素 MA 和长寿命裂变产物 LLFP 的积累是对环境的潜在威胁。必须妥善处置, 最好的办法是将它们增殖掉。

快堆是以快中子运行的堆, 这些 MA 在快堆中可以作为裂变燃料烧掉, 国外研究指出, 一座 1000~1500MWe 大型快堆, 可以增殖掉 5~10 座同等功率的压水堆所产生的 MA。LLFP 则可在快堆反射层中建立高通量热中子区辐照增殖掉。从物理概念上分析, 用中等规模的快堆, 比如 300~600MWe 规模的快堆来增殖 MA, 在核安全上更为有利。加速器驱动次临界系统 (ADS) 增殖能力更强, ADS 实用后可使深埋废物量大为减少。

总而言之, 发展快堆可以有两个方面的应用, 一是增殖

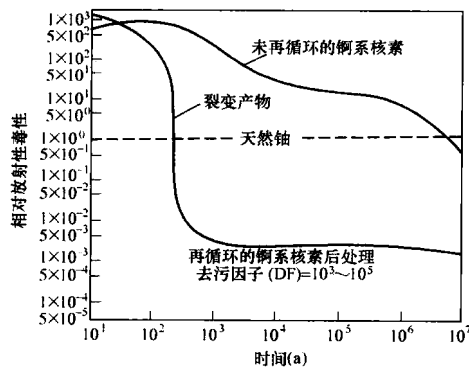


图 6.1-4 长寿命次锕系核素的放射性毒性随时间的衰变

核燃料的大型快堆，它可使核电大规模发展而无核燃料匮乏之虞；另一是中等或大功率规模的嬗变快堆，它一方面发电，一方面焚烧锕系 MA 和嬗变 LLFP，使核电大规模发展亦无长寿命核废物的环境之忧，使核工业产生的放射性废物

主要是便于处理和处置的一般裂变产物和活化产物，使核能成为更加清洁的能源。

2.2 国外快堆发展历史

世界上快堆的发展已超过半个世纪，第一座快堆美国的 Clementine 建成于 1946 年。到目前为止全世界总共建成 21 座快堆（见表 6.1-7），包括热功率 25kW~400MW 的实验快堆 15 座、电功率 250~600MW 的原型快堆电厂 5 座和一座电功率 1200MW 的商用验证快堆电厂。

早期发展快堆的国家美国和苏联为了验证快堆的技术可行性、安全特征和发电的可行性，建造了多座快堆，他们采用了不同的冷却剂 Hg, Na, NaK, Pb-Bi，试用了不同的金属和合金燃料。这些实验快堆一般运行时间不长，达到试验目的后即关闭，通常称它们为第一代快堆。

通过第一代快堆的验证，证明钠冷却剂最适于快堆应用，Hg 因有毒性和对材料的腐蚀而放弃，NaK 因⁴⁰K 吸收中子转变成放射性核素⁴¹Ar 和比钠的化学性更为活泼也不再应用。至于金属和合金燃料，早期经验表明，因受辐照肿

表 6.1-7

各国主要快堆特征参数表

国 家	堆 名	功 率 (MWth/ MWe)	燃 料	冷却剂	堆芯出口 温度 (°C)	元件最大 线功率 (W/cm)	堆芯最大 体积比功率 (kW/l)	最大中子 注量率 [n/(cm ² ·s)]	燃 耗 (最大/平均) [MWd/(kg·h)]	运行时间 (年)
法国	Rapsodie	40/0	PuO ₂ -UO ₂	Na	510	430	3060	3.2×10 ¹⁵	102/	1967~1983
德国	KNK-II	58/20	PuO ₂ -UO ₂	Na	525	450	1280	1.9×10 ¹⁵	172/75	1977~1992
印度	FBTR	40/13	PuC-UC	Na	516	350	2344	3.4×10 ¹⁵		1985~
意大利	PEC	120/0	PuO ₂ -UO ₂	Na	550	365	1384	4.0×10 ¹⁵		未建成
日本	JOYO	100/0	PuO ₂ -UO ₂	Na	500	400	2195	5.1×10 ¹⁵	84/42	1977~
英国	DFR	60/15	U-7% Mo	NaK	350	370	1250	2.5×10 ¹⁵	3/2.5	1959~1977
俄罗斯	BOR-60	55/12	PuO ₂ -UO ₂	Na	545	440	1940	3.5×10 ¹⁵	260/	1969~
美国	EBR-II	62.5/20	U-Zr	Na	473	348	2704	2.7×10 ¹⁵	80/66	1963~1994
美国	FERMI ^①	200/61	U-10% Mo	Na	427	280	2774	4.5×10 ¹⁵	4/3	1963~1972
美国	FFTF ^②	400/0	PuO ₂ -UO ₂	Na	565	413	1857	7.0×10 ¹⁵	155/70	1980~
俄罗斯	BR-10	8/0	UN, PuO ₂ , UC	Na	470	440	2182	0.86×10 ¹⁵	62.3/45.5	1958~2006
中国	CEFR	65/20	UO ₂ , PuO ₂ -UO ₂	Na	516	430	1867	3.2×10 ¹⁵	100/ (设计)	建造
法国	Phenix	563/250	PuO ₂ -UO ₂	Na	560	450	1950	6.8×10 ¹⁵	132/91	1974~
德国	SNR-300 ^③	762/327	PuO ₂ -UO ₂	Na	546	360	1613	6.7×10 ¹⁵		基本建成后拆除
印度	PFBR	1210/500	PuO ₂ -UO ₂	Na	530	450	1763	8.1×10 ¹⁵		建造
日本	MONJU ^④	714/280	PuO ₂ -UO ₂	Na	529	360		6.0×10 ¹⁵		1994~
英国	PFR	650/250	PuO ₂ -UO ₂	Na	550	480	1720	7.6×10 ¹⁵	200/150	1974~1995
美国	CRBRP	975/380	PuO ₂ -UO ₂	Na	535	403	1983	5.5×10 ¹⁵		未建成
哈萨克斯坦	BN350	750/130	UO ₂	Na	430	400	1995	5.4×10 ¹⁵	97/58	1972~1998
俄罗斯	BN-600	1470/600	UO ₂	Na	550	470	1587	6.5×10 ¹⁵	97/60	1980~
美国	ALMR	840/303	U-Pu-Zr	Na	499	340	1070	4.5×10 ¹⁵		设计
法、德、意	Superphenix-1	2990/1242	PuO ₂ -UO ₂	Na	542	480	1250	6.1×10 ¹⁵	80/50	1985~1998
法国	Superphenix-2	3600/1440	PuO ₂ -UO ₂	Na	544	480	1200	5.0×10 ¹⁵		设计
德国	SNR-2	3420/1497	PuO ₂ -UO ₂	Na	540	450	800	5.4×10 ¹⁵		设计
日本	DFBR	1600/660	PuO ₂ -UO ₂	Na	550	410				设计
英国	CDFR	3800/1500	PuO ₂ -UO ₂	Na	540	430	2400	10×10 ¹⁵		设计
俄罗斯	BN-1600	4200/1600	PuO ₂ -UO ₂	Na	550	487	1130	5.5×10 ¹⁵		设计
俄罗斯	BN-800	2100/800	PuO ₂ -UO ₂	Na	544	480	1796	8.8×10 ¹⁵		建造
欧洲	EFR	3600/1580	PuO ₂ -UO ₂	Na	545	520	1100	5.3×10 ¹⁵		设计
美国	ALMR	840/303	U-Pu-Zr	Na	499	310	950	3.3×10 ¹⁵		设计

① 原按原型快堆设计。

② 处于冷备用状态。

③ 建成后，因地方政府反核，拆除。

④ 1995 年放钠泄漏，引起公众信任危机，造成长时间停堆，预计 2009 年初恢复运行。

胀的限制而燃耗较浅,如商用则不经济。1967年法国 Rap-sodie 实验快堆开始运行,采用的是可实现较深燃料燃耗的混合氧化铀钚 ($\text{PuO}_2\text{-UO}_2$ 或称 MOX) 燃料,在此以后建造的快堆均一致采用 MOX 燃料,称为第二代快堆。

然而,美国 EBR-II 快堆自 1964 年运行后,一直坚持发展金属燃料,20 世纪 80 年代采用了包壳与燃料芯棒较大间隔,获得了高燃耗,并发展了电解精炼干法后处理和真空压注元件芯棒制造技术,实现了与 EBR-II 现场共一厂址的一体化燃料循环。它具有防核扩散、节省燃料堆外循环时间和比水法后处理和 MOX 燃料制造设施规模小等优点,提高了燃料循环的经济性。

20 世纪 80 年代以来,欧美等早期发展快堆的国家,由于人口增长不多,节能技术发展,经济实力雄厚而有条件使用优质常规能源,对国际常规能源施行控制,国内反核力量逐日壮大甚至与政府溶为一体,因此其核能的发展已基本停滞。

这一形势可从不同年代对 2000 年世界核电容量的估计显示出来,如图 6.1-5 所示,到 1992 年预测的 2000 年的核电容量只有 1974 年预测的 1/6 左右。

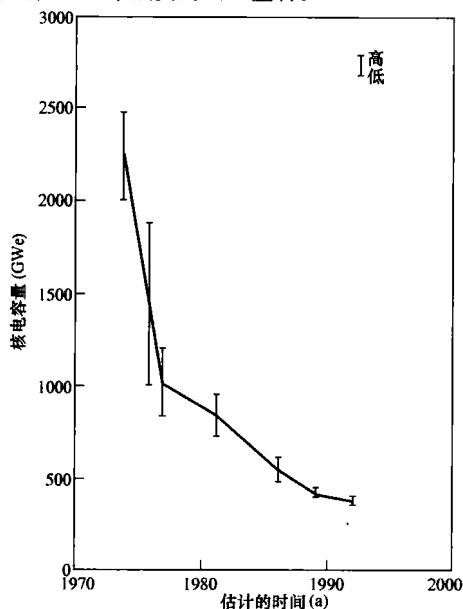


图 6.1-5 不同年代对 2000 年世界核电容量的估计

就快堆而言,20 世纪 70 年代已布局的矿山、水冶、富集等燃料循环工业就有了过剩,热堆核电还能继续增加容量,自然这些国家对快堆的增殖和商用的需要就不迫切了;快堆尚未批量建造,目前经济竞争力还不如热堆;加至苏联解体,冷战结束,武库中的核燃料要转向民用,所以欧美快堆的商用暂停或放慢了。快堆的研究、开发重点转向长寿命高放废物的嬗变。

亚洲国家日、韩、印、包括俄罗斯,或因经济发展迅速,国内常规能源不足;或因本国缺少资源,能源进口风险甚大;或因有了足够的快堆经验,要占领国际未来快堆市场,都在积极从事快堆的技术发展,特别是以商用为目标的快堆发展。

1995 年,日本原型快堆 MONJU 发生二回路非放射性钠泄漏 (约 670kg) 燃烧事故,引起公众对电厂运行的信任危机,造成政治风波。日本原子能委员会很快组织论证,结论是:“日本本土缺乏能源,为了保证日本能源供应的安全性,必须发展快中子增殖堆,同时,也应重视快堆的安

全性。”

MONJU 快堆电厂这次事故后的修改已得安全当局批准,预计将于 2009 年重新启动。

日本的经济验证性快堆 660MWe 的 DFBR 将于 MONJU 重新运行获得三四年经验后建造。

印度实验快堆 FBTR 于 1985 年建成,500MWe 原型堆 PFBR 已于 2002 年底开始建造,预计 2011 年建成。印度已具有完整的快堆研究中心——英迪拉·甘地原子能研究中心,快堆设计、研究和实验快堆运行人员共约 2400 人。印度代表在 IAEA 快堆工作组会议上称,印度计划 2020 年前运行 5 座 500MWe 原型快堆电厂。

韩国本土缺少资源,因此重视核能及快堆的发展,1992 年开始发展快堆,主要目标是在美国 GE 公司设计的 PRISM 模块快堆的基础上发展 150MWe 的 KALIMER 模块快堆,现已完成概念设计。目前正在进行 60 万千瓦快堆电厂 KALIMER 设计研究 (2002~2006),预计 2010 年后建造。

俄罗斯是发展快堆最早的国家之一,也是目前运行快堆最多的国家。实验快堆 BR-10 已运行了 48 年,目前计划退役;BOR-60 运行了 39 年;600MWe 的原型快堆电站 BN600 已运行 26 年。平均负荷因子超过了 74%,其电价在所在地区比煤电便宜。俄已用半个世纪的快堆发展经验证明了快堆是安全、可靠、经济上可同任何一个发电系统竞争的堆型,目前正在建造的 800MWe 商用快堆,比投资是 1500 USD/kWe,但由于资金不足,建造速度较慢,预计 2012 年建成。

俄罗斯原子能部 2002 年 1 月编制的《21 世纪上半期俄罗斯核电发展战略》中称:2010 年核电总容量将达到 30~32GW,建造的 BN800 准备用 MOX 燃料,且增殖比为 1 左右。至 2030 年准备好用先进快堆为大规模核电发展提供技术基础,包括开发快堆与后处理一体化的先进的燃料循环设施。

美国原有政策是不对乏燃料进行后处理,但到 2000 年,政策调整为对乏燃料进行后处理,并发展快堆,烧钚嬗变长寿命次量纲系核素和长寿命裂变产物,使地质储存的高放废物体积尽量减小。2000 年提出了第 IV 代先进核能系统的六种堆型,即钠冷快堆 (SFR)、铅冷快堆 (LFR)、气冷快堆 (GFR)、超临界水堆 (SCWR)、超高温堆 (VHTR) 和熔盐堆 (MSR)。

其他现已有大规模热中子反应堆核电站的国家,近二三十年内实际并不需要大幅度增长核电容量,而是要保持国内钚存量的平衡,采用压水堆部分地消耗工业钚。处理长寿命次量纲系核素和长寿命裂变产物。集中选择分离和嬗变的方法,现在正独立地、或参与国际合作研究开发嬗变纲系核素。由于快堆适于此目的,因此将快堆用于嬗变列为重点。这些国家是法国、德国、英国。俄罗斯、日本也重视这一技术的开发。

国外快堆的发展已超过半个世纪,它的主要成就体现于可靠性、安全性和经济性上。

(1) 快堆可靠性。苏联建造的 BN600 (600MWe) 原型快堆电厂于 1980 年建成,从 1983 至 2002 年的 20 年中,平均负荷因子为 74% (见图 6.1-6),2003 年运行的负荷因子是 75.7%。其他一些快堆在一段时间内也有较高的负荷因子,见表 6.1-8。一些快堆在一段时间内的平均年集体剂量表示在表 6.1-9 上。说明放射性物质向环境释放的量比美国同期压水堆和沸水堆释放的量要小。

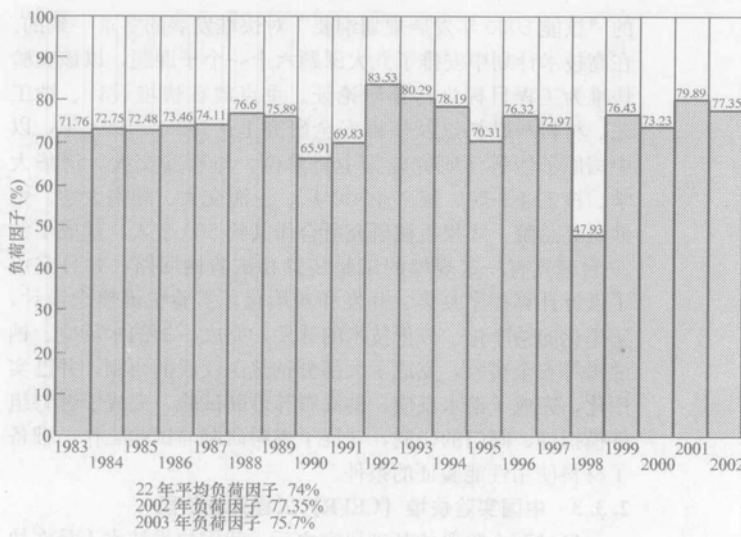


图 6.1-6 BN600 运行负荷因子

表 6.1-8 国外几座快堆的负荷因子

堆名	电功率 MW	年份	平均负荷因子 (%)
EBR-II	20	1975~1984	70.5
FFTF	400 (热功率)	1983~1984	61.5
Phenix	254	1974~1984	61.5
BN350	130	1983~1984	87.5
PFR	250	1985	65

表 6.1-9 国外几座快堆的平均年集体剂量 (人·Rem/a)

堆名	电功率 MW	年份	剂量
EBR-II	20	1964~1984	16.3
FFTF	400 (热功率)	1980~1984	9.3
Phenix	254	1974~1984	7.4
KNK-II	20	1977~1984	21.7
JOYO	100	1979~1984	20.8
PFR	250	1980~1984	11.2
美国 PWRs		1974~1984	300~500
美国 BWRs		1974~1984	500~1100

(2) 快堆的安全性。国外快堆已有 350 堆年的运行历史，有良好的安全记录，主要因为快堆堆芯有负的温度反应性系数和负功率系数，因此堆芯有好的中子自稳性，同时钠有很强的导热能力、大的热容量，密度随温度变化大，因此有强的自然对流能力。在无保护失流、无保护失热阱和无保护功率瞬变（一定条件下）事故下，堆芯不会过热而损坏，甚至钠也不致沸腾。图 6.1-7~图 6.1-10 分别给出了 EBR-II 无保护失流、无保护失热阱、Rapsodie 无保护失流和 SPX-1 无保护失流时一些安全参数随时间变化的情况。

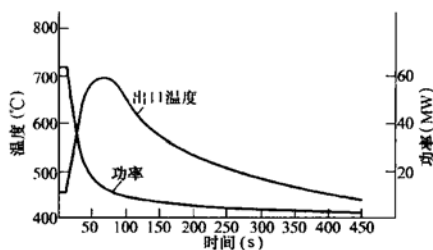


图 6.1-7 EBR-II 无保护失流

IAEA—TECDOC—1083 按 IAEA 建议的设计规范(IN-SAG—3 和 INSAG—6)对快堆提出了堆芯熔化概率小于 $10^{-6}/a$ 的快堆电厂在厂址边界外不需要短期厂外应急的剂

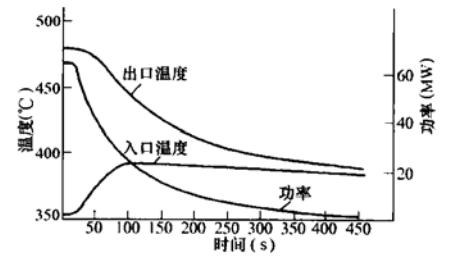


图 6.1-8 EBR-II 无保护失热阱

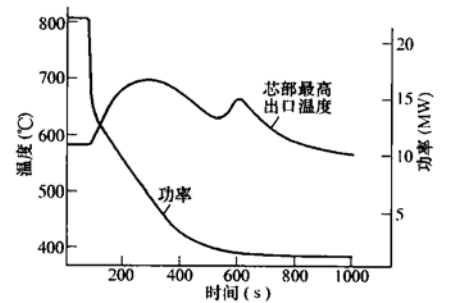


图 6.1-9 Rapsodie 无保护失流

量限值。实际上一些快堆已达到了这个要求，见表 6.1-10。

表 6.1-10 一些快堆的堆芯熔化概率

EBR-II	1×10^{-6}
CRBR	3.7×10^{-6}
SNR-300	3×10^{-7}
CEFR	4×10^{-7}

然而，快堆有两种工业事故：钠火和钠水反应。

世界上快堆共发生过 140 多次钠泄漏事故，比如 BN600 从 1980~1994 年共发生过 28 次钠泄漏，原因分析如下：

制造和安装缺陷 6 次
维修质量不好 9 次
超过设计寿命 7 次
设计错误 4 次
人误 2 次

钠水反应：

英、俄、法等国快堆均发生过蒸汽发生器内的钠水反应。例如 BN600 从 1980 至 1998 年就发生过 12 次钠水反应，其中 3 次是克量级的小泄漏，9 次导致二回路积分参数发生变化的大泄漏。从 1974 年至 1988 年，Phenix 三台蒸汽发生器发生过 4 次钠水反应，而 PFR 三台蒸汽发生器发生过 40 次钠水反应。

随着快堆工程技术的改进，这两种工业事故尽管仍难以完全防止，但是可以控制，不会导致核事故。

(3) 经济性。目前，只有 SPX-1 1200MWe 才达到商业规模，它是首座，且只建了一座，科研费和设计验证费均由一堆承担，因此快堆 SPX-1 不可能与已商用的压水堆竞争。

由法、英、德三国联合设计的 1500MWe 商用快堆电厂在推广后，即系列建造后，其电价与先进堆相当（见图 6.1-11）。

2.3 我国快堆发展历史

我国快堆技术的发展已有四十年，大致分基础研究阶段（1966~1986）、以 65MW 热功率实验快堆为工程目标的应用基础研究阶段（1987~1993）和中国实验快堆的工程开发和设计验证阶段（1990~现在）。

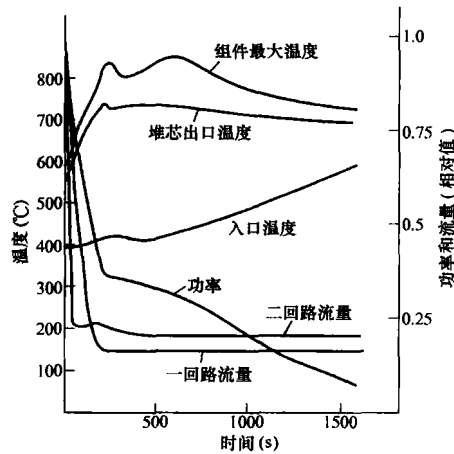


图 6.1-10 Superphénix-1 无保护失流

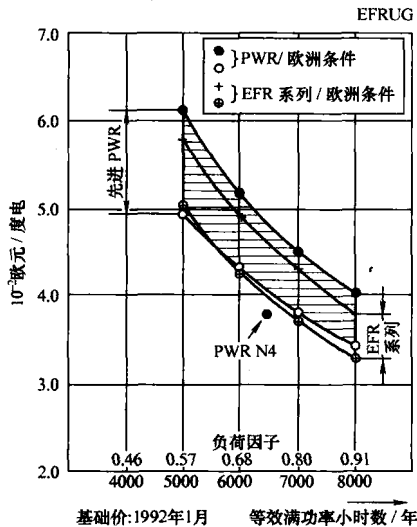


图 6.1-11 欧洲快堆 (EFR) 经济性估计

2.3.1 我国快堆技术的基础研究

在核工业部 (中国核工业集团公司前身) 领导下, 我国快堆技术的开发始于 20 世纪 60 年代中后期, 在前北京 194 所组织了约 50 人的科研队伍进行基础研究, 主要重点放在快堆堆芯中子学、热工、钠工艺和材料、小型钠设备和仪表。直到 1987 年, 建成了约 12 台套实验装置和钠回路, 其中包括一座快中子零功率装置。该装置的高富集铀于 1968 年经李富春副总理和周总理特批调用。该装置于 1970 年 6 月 29 日首次临界。

在这二十多年间, 通过理论和实验研究, 初步掌握了堆芯中子学和钠热工水力的计算方法、钠净化技术、钠与材料的相互作用原理、小型钠设备和仪表技术以及快中子临界装置的运行技术等。

2.3.2 我国快堆技术的应用基础研究

1987 年起快堆技术发展纳入国家八六三高技术计划, 成为该计划能源领域的一个重要项目。当时核工业部集中快堆技术人员于中国原子能科学研究院, 执行八六三高技术快堆计划。并专拨 2700 万元为快堆工程技术发展建设了约 18 000m² 的快堆研究实验室, 包括综合实验楼, 钠工艺、热工和安全、部件考验和零功率实验大楼等, 实验设施逐步充实。1992 年, 由邹家华副总理命名为“中国快堆研究中心”。

在高技术计划中, 确定了 65MW_{th} (25MW_e 装机) 实验快堆的工程目标, 此目标实际是与核工业部 1986 年制定

的“核能 2000 年发展规划纲要”对快堆发展的要求一致的。在高技术计划中安排了九大课题六十一个子课题, 以该实验快堆为工程目标进行预研论证。重点放在快堆设计、钠工艺、材料和燃料以及快堆安全研究上。1988~1993 年, 以中国原子能科学研究院为主持单位, 与西安交大、清华大学、核工业一院、核工业 404 厂、上海交大、湖南大学、钢铁研究总院, 郑州机械研究所合作共约 500 余人, 建成了约 20 台套具有一定规模的试验装置和试验钠回路, 并且完成了设计计算程序收集、开发和实用化, 实验快堆概念设计, 实用化的钠净化、分析技术的开发, 完成一批钠水反应、钠沸腾等安全实验, 完成了大部分钠热工仪表的研制, 并已实用化, 完成了钠水反应、钠沸腾等诊断试验, 完成了燃料组件模拟件、阀门的研制, 开展了燃料研制与试验工作, 准备了材料使用性能验证的条件。

2.3.3 中国实验快堆 (CEFR) 工程开发阶段

经过两个阶段的基础研究之后, 我国快堆技术人员在快堆堆芯中子学、热工流体力学、钠分析、净化与安全操作、钠与材料的相容性、快堆燃料元件、屏蔽、回路、安全等专业为快堆设计打下了一定的基础, 设计人员对国外快堆的设计进行了广泛调研, 在这个基础上转入了快堆工程发展阶段。

2.3.3.1 中国实验快堆的设计和建造目的

中国实验快堆是我国快堆工程发展的第一步, 其目的是: 积累快堆核电厂的设计、建造和运行经验; 运行后作为快中子辐照装置, 辐照考验燃料和材料, 为快堆工程的进一步发展服务。其具体任务是:

- (1) 建成一座安全可靠的实验快堆。
- (2) 收集、编制一套快堆设计、建造规范、标准。
- (3) 开发、编制一套快堆核数据、堆芯中子学、屏蔽、热工流体力学、元件、回路、力学、安全等专业的程序包。
- (4) 培养一支快堆设计、建造、运行、研究和管理的专业队伍。

2.3.3.2 中国实验快堆重要里程碑

- (1) 1988~1990. 主要设计程序准备, 完成 CEFR 的技术选择和设计边界条件的制订。
- (2) 1990~1992. 7 完成主工艺概念设计。
- (3) 1992. 7~1993 概念设计优化。
- (4) 1994. 12~1996 中俄 CEFR 技术设计合作。
- (5) 1995. 2~1997. 8 完成初步设计。
- (6) 1998. 1~2005 施工设计完成。
- (7) 2000. 5 主厂房底板浇灌第一罐混凝土。
- (8) 2002. 8 主厂房封顶。
- (9) 2004. 9 汽轮机就位。
- (10) 2005. 3 蒸汽发生器就位。
- (11) 2005. 8 堆本体开始安装。

2.3.3.3 中国实验快堆的设计特征

- (1) 中国实验快堆的设计特征。
 - 1) 技术方案应有商用前景。
 - 2) 热工参数应接近商用快堆。
 - 3) 充分利用快堆的固有安全性。
 - 4) 反应堆应尽量设计成具有非能动安全性。
 - 5) 利用包括国外的成熟技术。
- (2) 主要参数选择和设计边界条件。
 - 1) 钠冷池型。
 - 2) PuO₂-UO₂ 为燃料, 首炉采用 UO₂。
 - 3) 热功率 65MW, 并网净电功率 20MW。

- 4) 堆芯出口温度 530℃。
 - 5) 元件最大线功率 430W/cm。
 - 6) 包壳温度运行限值 700℃
 - 7) 首炉燃料最大燃耗 60[MWd/(kgH)]。
 - 8) 二回路采用两条环路。
 - 9) 蒸汽参数为 480℃, 14MPa。
 - 10) 燃料操作方案。
 - a. 双旋塞和直拉式燃料操作机构。
 - b. 乏燃料在堆芯外围的屏蔽区中进行初级储存。
 - c. 新、乏燃料通过固定出入口进出堆容器。
 - 11) 不设置独立的辐照回路, 按需要设置辐照容器。
 - 12) 安全特征。
 - a. 堆芯设计成负温度系数和负功率系数, 具有功率自稳性。
 - b. 采用两套互相独立的停堆系统。
 - c. 两条主环路载热和导出余热。
 - d. 两套互相独立的非能动事故余热排出系统。
 - e. 一次钠系统设置在安全壳内。
- (3) 中国实验快堆 (CEFR) 设计简介。

1) 反应堆堆芯。CEFR 堆芯如图 6.1-12 所示, 它包括 81 盒燃料组件, 中央是一个中子源组件。控制组件共 8 盒, 其中 3 盒补偿棒组件、2 盒调节棒组件和 3 盒安全棒组件。堆芯外围是反射层, 它由 337 盒不同形式的不锈钢组件和 230 盒 B₄C 屏蔽组件组成, 反射层外围还有 56 个供乏燃料初步储存的位置。

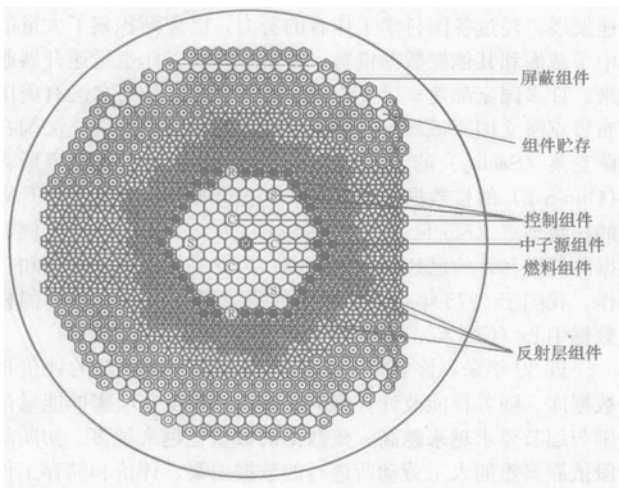


图 6.1-12 CEFR 堆芯布置

燃料组件是一个外对边为 59mm、壁厚为 1.2mm 的六角型盒, 内装 61 根直径为 6mm 的元件棒。元件棒之间用 0.95mm 直径的绕丝定位。燃料芯块直径为 5.2mm。燃料组件全长 2.592m, 上部设有操作用的锥型抓头, 下部是既作定位又作径向引入钠冷却剂的管脚, 见图 6.1-13。

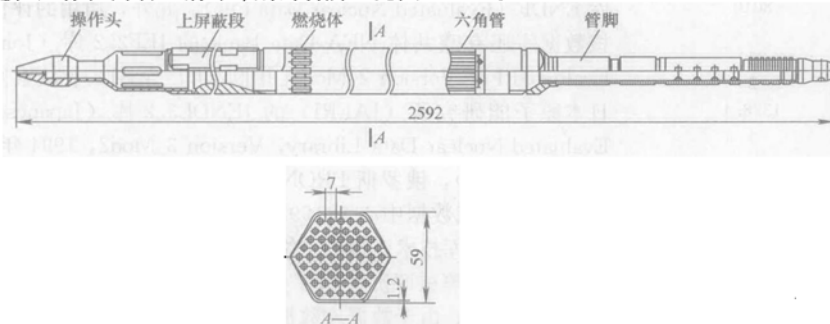


图 6.1-13 CEFR 燃料组件

燃料段长度为 450mm, 等效堆芯直径 600mm, 补偿棒组件和调节棒组件组成第一停堆系统, 安全棒组件组成第二停堆系统。

2) 堆本体和燃料操作系统。CEFR 一回路系统采用了池式结构, 堆本体由一个直径 8.01m 下部支撑的大钠池包容。堆本体包括主容器、保护容器、双旋塞、两台主钠泵、栅板联箱及堆芯、四台中间热交换器、两台事故余热导出系统的独立热交换器、堆内燃料操作系统及堆内构件等 (见图 6.1-14), 内装由 Ar 作为覆盖气体的 260t 液态钠, 堆本体总重约 1200t。

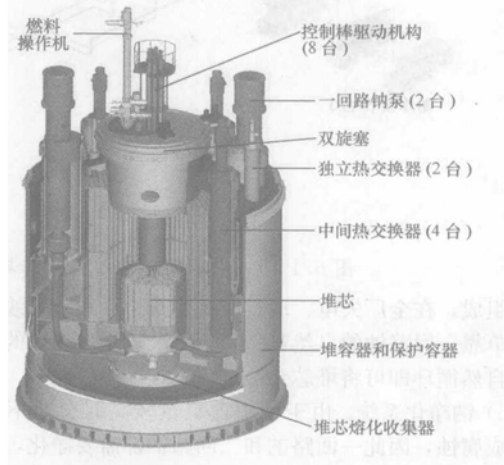


图 6.1-14 中国实验快堆堆本体

正常运行时覆盖气体的压力为 0.05MPa (表压)。两台主泵将冷池中 360℃ 的钠唧送入栅板联箱, 钠向上流经堆芯, 出口平均温度达 530℃, 与热池钠交混后降为 516℃, 进入中间热交换器。

燃料操作系统的大旋塞上偏心地装有小旋塞, 小旋塞上偏心地装有直拉式燃料操作机, 大小旋塞的组合运动可使该操作机抓取堆芯的任何一个组件, 并将组件装入倾斜式提升机上的转运桶中, 并运向燃料操作间。装入新组件时则用这套系统进行反向操作。

3) 主热传输系统。快堆的主热传输系统由 Na-Na-水、蒸汽三回路组成 (见图 6.1-15)。中国实验快堆 (CEFR) 采用池式结构, 所以一回路全浸在钠池中, 一回路钠向二回路传热的四台中间热交换器全在钠池中。CEFR 的二回路有互相独立的两条环路, 每条环路有一台钠泵、两台中间热交换器、一台过热器、一台蒸发器和一台缓冲罐。满功率运行时二回路钠进入中间热交换器的钠温是 310℃, 出口温度是 495℃, 再进入过热器将 370.3℃ 的饱和蒸汽加热成 480℃/14MPa 的过热蒸汽, 进汽轮发电机发电。在过热器中钠温降到 463.3℃, 进入蒸发器将 190℃/14MPa 的给水加热成饱和蒸汽, 这时钠温降到 310℃, 再进入中间热交换器循环。

CEFR 采用一台凝汽式汽轮发电机。两条环路的过热蒸汽合并后进入汽轮机的主汽门, 发电功率 20MW (最大电功率 22.4MW)。

4) 专设安全系统。中国实验快堆最重要的专设安全系统是非能动事故余热导出系统, 它由两条互相独立的环路组成。每条环路包括一台浸在主容器钠液下的 Na-Na 热交换器, 一台空冷器和钠

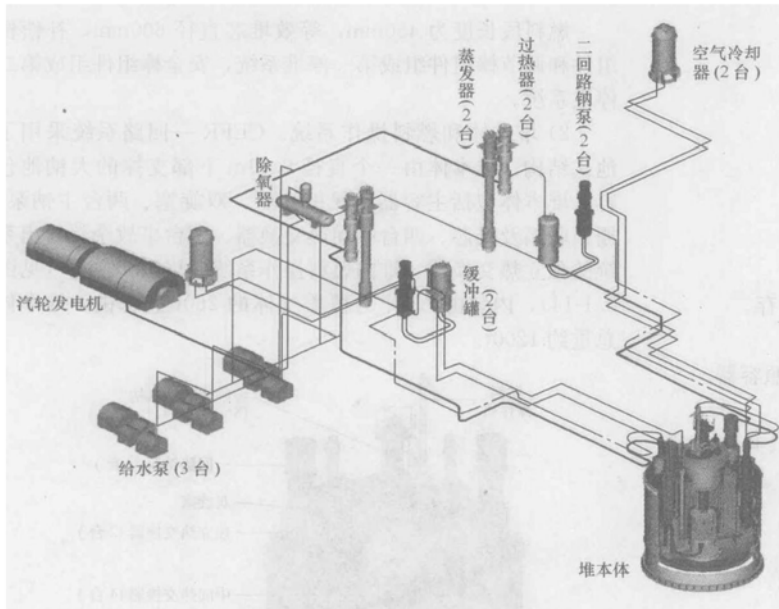


图 6.1-15 中国实验快堆主热传输系统

管路组成,在全厂失电、地震或三回路给水系统失效的事故下,单靠一回路钠的自然对流和事故余热排出系统的二回路钠的自然循环即可将堆芯余热排出。

5) 钠净化系统。由于钠中含氧量较高时会对不锈钢材料造成腐蚀,因此一回路钠和二回路钠都需要净化,一般氧的含量控制在 10×10^{-6} 以内。中国实验快堆运行时准备控制在 5×10^{-6} 左右。氧化钠 (Na_2O) 在钠中的溶解度是温度的函数,如其浓度较高,在低温时 Na_2O 易于沉淀,中国实验快堆的一回路和二回路都配备了冷阱回路,在冷阱中降低温度,再将氧化钠过滤掉,如此保持氧含量处于较低水平。

6) 中国实验快堆主要设计参数见表 6.1-11。

表 6.1-11 中国实验快堆主要设计参数

项 目	单 位	参 数
热功率	MW	65
电功率	MW	20
反应堆堆芯		
高度	cm	45
等效直径	cm	60
燃料		$\text{PuO}_2\text{-UO}_2$
铀	kg	150.3
^{239}Pu	kg	97.7
^{235}U (富集度)	kg	436 (19.6%)
首炉		UO_2
^{235}U (富集度)	kg	236.6 (64.4%)
线功率 (最大)	W/cm	430
中子注量率 (最大)	$\text{n/cm}^2 \cdot \text{s}$	3.7×10^{15}
目标燃耗	MWd/kgH	100
首炉燃耗	MWd/kgH	60
堆芯入/出口温度	$^{\circ}\text{C}$	360/530
主容器外径	mm	8010
一回路		
钠量	t	260
一回路钠泵	台数	2
总流量	t/h	1328.4
中间热交换器	台数	4
二回路		
环路数		2
总钠量	t	48.2
总流量	t/h	986.4
三回路		
蒸汽压力	MPa	14
蒸汽流量	t/h	96.2
设计寿命	a	30

3 快堆堆芯

3.1 快堆核数据

在进行核反应堆的核计算时,首先需要知道不同能量 (10eV - 10MeV) 的中子与各种物质 (燃料、结构材料、裂变产物等) 相互作用的核反应及其相应的微观截面和有关参数,统称为核数据。

核数据的主要来源是实验测量。然而,对于同一截面数据,不同的实验和不同的实验方法可能给出不同的数值。对某些核数据,许多国家和实验室所公布的数据存在较大差别,这就必须对已有的核数据进行分析、选取和评价。同时由于核计算涉及大量的同位素以及广阔能域内核反应截面和能量的复杂关系,其所需的核数据量非常庞大,现有实验数据不可能完全覆盖。一些存在空白的能域或者元素,需要利用理论计算或内插方法求得结果。因此,

从原始的实验数据到可供核工程师设计使用的数据,需要大量的编撰和评价工作,甚至还需要通过一系列实验与理论计算结果的比较来检验这些数据的可靠性、自治性与准确度。最后汇编成便于核工程人员使用的形式。

第二次世界大战后,核能的利用及其研究日益为人类所重视,核反应堆、加速器、核物理实验和测量技术也获得迅速发展。经过各国科学工作者的努力,已逐渐积累了大量的中子截面和其他核数据资料,编撰和评价工作也迅速开展起来。许多国家都建立了专门的核数据中心。较著名的有美国布鲁克海文国家试验室 (BNL) 的国家核数据中心、法国在萨克莱 (Saclay) 的 NEA Data Bank、俄罗斯在奥布宁斯克 (Obninsk) 的核数据中心 (JD) 和国际原子能机构 (IAEA) 的核数据部 (Nuclear Data Section) 等。实际上,目前核数据的编撰和评价已超出国家范围,广泛开展了国际交流和合作。我国于 1975 年在中国原子能科学研究院成立了中国核数据中心 (CNDC),并多次参加了国际合作和交流。

近 30 年来,许多国家都在努力建立一套标准的评价核数据库。随着核能及计算机的发展,对核反应所需的能量范围与细节要求越来越高,核数据的数量也越来越多。初期阶段依靠繁重的人工劳动所进行的数据编撰、评价和储存工作已经远不能适应发展的需要。20 世纪 70 年代后开始采用计算机作为数据储存、检索和显示系统,同时应用计算机程序进行核数据的评价工作。编评后的核数据按要求格式以二进制或 BCD (Binary Coded Decimal) 卡片影像两种形式记录在磁带或磁盘上,形成核数据库。最早应用计算作为核数据储存、评价和检索工具的核数据库是美国 BNL 的评价数据库 ENDF (Evaluated Nuclear Data File)。此外,通用的评价核数据库还有欧共体 NEA Data Bank 的 JEF2.2 库 (Joint Evaluated File Version 2 Mod2, 1996 年,含 314 个核素),日本原子能研究所 (JAERI) 的 JENDL3.2 库 (Japanese Evaluated Nuclear Data Library, Version 3 Mod2, 1994 年,含 340 个核素),俄罗斯 BROND-2 库 (1993 年,含 121 个核素)。我国核数据中心于 1993 年发布了 CENDL-2 库。目前国际核数据库技术已提供网络在线检索服务。

ENDF/B 等核评价数据库并不直接应用于反应堆物理计算。一方面,由于数据库数据量极大,其提供的数据需要经过必要的处理才能得到各种核素的截面 (如共振区截面);

另一方面,反应堆物理计算通常采用分群近似方法。因此根据这些评价核数据库通过处理程序产生的“多群常数库”才是核反应堆物理设计直接使用的核数据库。

所谓群常数,是指按能群平均的截面值,定义为

$$\sigma_{xg} = \int_{\Delta E_g} \sigma_x(E) \phi(E) dE / \int_{\Delta E_g} \phi(E) dE$$

式中: $\sigma_x(E)$ 为截面值,可以从 ENDF/B 等评价核数据库获得; $\phi(E)$ 为中子注量率能谱。

群常数不仅与截面 $\sigma_x(E)$ 有关,而且与中子能谱有关,而能谱则与反应堆的类型和具体材料结构组成有关。因此,群常数与反应堆堆型、大小和成分相关。但当能量宽度 ΔE_g 很小,而且 $\sigma_x(E)$ 在该范围内变化较小时,所得到的群截面则对中子注量率能谱分布或反应堆具体材料构成的依赖较小,多群常数库具有一定的通用性。这对于大多数核素的散射截面是成立的;大多数核素共振区外的吸收截面均近似符合 $1/v$ 律,变化光滑缓慢。多数反应堆的高能中子能谱接近于裂变谱,中能中子能谱近似服从 $1/E$ 费米谱分布,热能中子能谱基本接近麦克斯韦谱分布。因此,如果能群数目足够多,应用上述近似能谱制作的多群常数库应可以和系统的具体成分以及几何和堆芯没有密切的关系,具有一定的通用性。多群常数库的建立一般由核数据工作者完成,反应堆物理设计人员需要正确了解和使用。

由于多群常数库的能群数量大,用数值方法求解耗时长,在实际核设计计算中多应用少群进行扩散计算。多群常数可以包含 20 到 100 个能群,而且在某些截面迅速变化的区域,甚至会有更多的能群。对具体的反应堆作一维的设计计算,可以用 10~30 群。对二维或者三维的分析甚至可以用更少的能群。对于燃料循环分析而言,相对的反应率非常重要,虽然单群有效截面参数值在燃料周期的各个不同阶段可能会有变化,但用单群的俘获截面和吸收截面,就可以达到足够的准确度。

为获得少群常数,需要正确地求得具体反应堆的中子能谱,这与堆芯结构和组成密切相关。因此,一般没有通用的少群常数库,必须根据具体反应堆栅元进行计算。利用上述多群常数库,对所讨论的堆芯栅元或燃料组件求解多群中子输运方程,求出近似的栅元或燃料组件的近似多群能谱,然后根据多群能谱和多群截面按照多群与少群能群划分的对应关系归并出所需要的少群群常数,即

$$\sigma_{xg} = \sum_{n \in g} \sigma_{xn} \phi_n / \sum_{n \in g} \phi_n, g = 1, \dots, G; x = a, f, s, \dots$$

式中: g 为少群序号; n 为多群序号; a, f, s, \dots 分别为吸收、裂变、散射等。

群常数产生的基本流程图如图 6.1-16 所示。

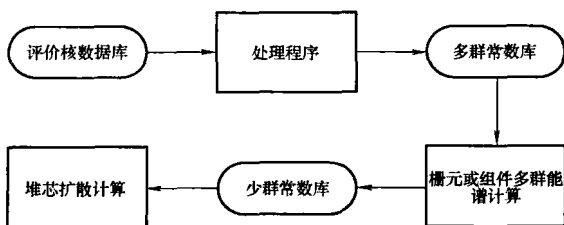


图 6.1-16 群常数产生的流程示意

3.2 快堆中子学

3.2.1 核设计的基本方法

核设计是确定反应堆堆芯的核特性,它与堆芯热工水力

分析及力学分析之间的关系十分密切,与安全及控制要求之间的联系也十分密切。同时,在燃料循环的各个阶段都必须考虑安全及控制的要求。为了确定热工水力分析所需的峰值功率与平均功率的比值,必须计算功率分布。其他中子学计算也是必须的,以便获得以下各种数据:

- 1) 易裂变材料份额及投料量。
- 2) 燃料循环数据。
- 3) 屏蔽数据及瞬态特性。

一般快堆的核设计采用的主要设计方法包括扩散理论、输运理论和蒙特卡洛方法。其中扩散理论适用于绝大多数增殖堆的设计计算。这种相对简单的方法之所以有效,主要是因为与燃料棒及冷却剂通道的尺寸相比,快中子平均自由程较长,在大部分能量范围内几乎没有出现局部空间中子注量率下沉,也没有出现中子注量率峰。同时,相比于快中子平均自由程,其堆芯尺寸也较大。输运理论常用于一些特殊问题和扩散计算的修正。复杂的输运理论或蒙特卡洛方法通常用于屏蔽计算,考虑中子各向异性的情况。

与热堆相比,快堆中大多数俘获和裂变反应发生在很宽的中子能量范围内,因而在快堆中子学分析中,对中子能谱作详尽的处理显然非常重要。因此,多群分析必须先将共振区和高能区分为多群。多群截面取自一个完整的快堆材料截面数据库,该库在能量上几乎是连续的。其中核数据库 ENDF/B 在美国得到广泛应用。

采用惯用的共振吸收和散射理论,并根据能量分立的群截面数据,可以得到多群截面。对此快堆和热堆采用了类似的理论。但在某些情况下,由于起主要作用的能谱不同,会把重点放在不同的方法上。

与热堆分析相同,在快堆分析中中子注量率和功率密度的空间分布也很重要。但在快堆中中子的平均自由程较长,其空间分析相对容易。从中子学角度而言,比较长的中子平均自由程将使快堆电站比热堆电站更加紧凑。因此快堆中基波占据绝对优势,从堆芯泄漏的中子更多,扩散非常的空间收敛比较容易达到。尽管需要对快堆作详细的能量分析,但在某些情况下用较少的能群,甚至到 4 群也能够解决很多需要二维和三维分析的空间相关的特殊问题。

在进行快堆中子学分析采用的各种计算方法中,多群扩散理论是最主要的。其采用的多群方程按下列平衡方程表示,即

$$[-D_g \nabla^2 \phi_g] + [(\Sigma_{ag} + \Sigma_{erg} + \Sigma_{irg}) \phi_g] = \frac{1}{k_{eff}} \chi_g \sum_{g'=1}^G (\nu \Sigma_f)_{g'} \phi_{g'} + \sum_{g'=1}^{g-1} \Sigma_{eg' \rightarrow g} \phi_{g'} + \sum_{g'=1}^{g-1} \Sigma_{ig' \rightarrow g} \phi_{g'}$$

方程左边两项分别是泄漏项和逸出项,右边分别是裂变源项和散射进入项。

多群扩散方程的一维、二维及三维解都经常用于快堆设计。对于所考虑的问题,其群数、维数和计算费用之间总有一个合理的折中选择。通常用于快堆二维分析的几何图形是三角形网格,使用于快堆六角形组件。

在核设计的开始阶段,必须在堆芯和转换区的各个区内计算体积份额和原子密度。在快堆中将燃料棒按三角形排列装入六角形燃料组件内。这种紧密栅格不同于正方形栅格,它能使燃料体积份额较大,从而使堆芯尺寸变小。快堆在可转换材料与易裂变材料之和为某一给定量时,减少堆芯尺寸会使易裂变材料份额减低,从而使易裂变材料装载量减少。同样,对于一个固定尺寸的堆芯,则增加燃料体积份额会降低易裂变材料的投入量,从而提高增殖比。因此,人们通常

希望增加燃料的体积份额。LMFBR 堆芯体积份额的典型范围是燃料为 30%~45%，钠为 35%~45%，钢为 15%~20%，碳化硼为 1%~2%。

大多数快堆的中子注量率的峰值往往在 200keV 附近。由于所采用的燃料和冷却剂的不同，其能谱尤其是低能中子注量率存在着较大差异。图 6.1-17 中对几个快堆设计的中子注量率谱作了比较。与金属燃料 LMFBR 的能谱比较，燃料中的氧和碳对软化能谱的效应很明显。由于氧化物燃料的密度高于碳化物，其能谱要软于碳化物燃料。在 3keV 处的中子注量率下沉是该能量下钠的散射共振所致。由于气冷快堆没有钠对中子的慢化，其能谱要略硬于钠冷快堆。

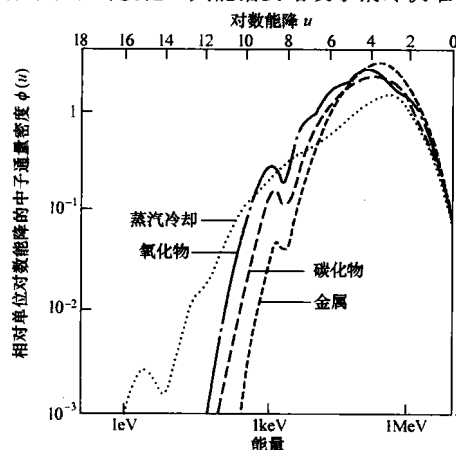


图 6.1-17 快堆中子通量谱

- 金属燃料钠冷快增殖堆
- 碳化物燃料钠冷快增殖堆
- · - 氧化物燃料钠冷快增殖堆
- 氧化物燃料蒸汽快增殖堆

3.2.2 CEFR 堆芯核设计

堆芯是反应堆的核心部分，堆芯的目的和用途是：

- (1) 产生受控链式核裂变反应，提供热能用于发电。
- (2) 产生大量中子，用于燃料、中子吸收材料和结构材料的辐照考验、科学实验、放射性同位素生产以及其他科研和培训工作。

(3) 提供研究生产新核燃料的可能性。

除达到上述目的外，要求 CEFR 堆芯必须做到如下方面。

- 1) 保证主要物理和热工流体力学参数满足设计要求，并有足够的安全裕度。
- 2) 提供足够的反应性控制能力，保证反应堆的正常运行，并在预计运行事件和事故工况时快速停闭反应堆。
- 3) 提供合理的冷却剂流道，保证运行状态和事故状态下堆内组件的冷却。
- 4) 提供乏燃料堆内储存位置，并保证其冷却条件。
- 5) 提供将二氧化铀燃料组件换成 MOX 燃料组件的可能性。
- 6) 提供将靠近堆芯第一排反射层组件换成燃料组件的可能性。
- 7) 提供将第一至第三排反射层组件换成转换区组件的可能性。
- 8) 提供在堆芯和反射层安装实验孔道的可能性。

为满足辐射防护要求，要求正常运行时燃料棒气密性破坏率不超过 0.05%，预计运行事件和事故工况下燃料棒气密性破坏率不超过 0.1%。

堆芯安全设计原则可以概括如下：

(1) 堆芯设计应保证具有良好的固有安全性。在反应堆参数变化的全部范围内，功率反应性系数、各种材料的温度反应性系数、钠空泡反应性系数、由温度升高引起的堆芯径向膨胀、轴向膨胀的反应性效应均设计成负值。

(2) 设计上采取各种措施，保证堆芯在运行状态和事故状态下没有大的正反应性引入，因而排除了堆芯熔化的可能性。这些措施包括限制调节棒的反应性价值、限制所有控制棒的提升速率，设计上保证补偿棒只能按步提升等。

(3) 设置两套独立的停堆系统，每套都满足卡棒准则。即，在运行状态和事故工况下，当价值最大的一根控制棒卡于堆芯外时，利用任何一套停堆系统都能使反应堆停闭。

(4) 堆芯设计应保证运行状态和事故过程中的余热排出。

如 CEFR 堆芯设计规定以下主要性能指标：

- (1) 额定工况热功率为 65MW。
- (2) 燃料最大比燃耗为首炉料 60 000MWd/t，目标值为 100 000MWd/t。
- (3) 堆芯冷却剂出口平均温度确定为 530℃。
- (4) 堆芯最大总中子注量率计算值不小于 $3.0 \times 10^{15} \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。
- (5) 额定工况的换料间隔为 80 满功率天，以此为依据确定反应堆的剩余反应性。

CEFR 的主要设计限值如下：

- (1) 为保证正常运行和预计运行事件中燃料最高温度低于熔点并留有足够的安全裕度，燃料棒最大线功率不大于 43kW/m。
- (2) 反应堆以额定功率运行时，燃料棒包壳最高温度 (2σ 置信度) 不超过 700℃。
- (3) 为防止调节棒失控提升时引入过大的正反应性，调节棒的价值应小于 0.5β 。
- (4) 最大正反应性引入速率不大于 $0.07\beta/\text{s}$ 。
- (5) 功率运行时，一次引入的最大正反应性不超过 $0.002\Delta k/k$ 。
- (6) 紧急停堆时，安全棒从堆顶落到底部的时间不大于 0.7s，补偿棒和调节棒的落棒时间不大于 2.5s。
- (7) 在正常提升和降低功率的过程中，一、二回路钠温度变化速率不大于 30℃/h。

CEFR 从首炉装料开始分为两个运行期。一个是从初始装料状态到平衡换料状态（下称平衡态）的过渡期，一个是平衡态运行期。在平衡态，CEFR 堆芯装有 81 盒燃料组件、8 个控制棒组件和一个中子源组件。CEFR 首炉采用二氧化铀作为燃料，其中 U-235 的富集度 64.4%W。初始装料状态的堆芯与平衡态的堆芯略有不同，堆芯内装有 79 个新燃料组件，有两个燃料组件的位置用钢反射层组件代替，堆内乏燃料储存井位置也由钢反射层组件代替。

堆芯外面为钢反射层，共有 336 个反射层组件。反射层外边为屏蔽层，有 230 个硼屏蔽层组件。屏蔽层外边为堆内乏燃料储存井，可放置 56 个乏燃料组件。设计上保证靠近堆芯第一排反射层组件可用燃料组件代替，第一至第三排的反射层组件可用含有贫铀（或天然铀）的二氧化铀转换区组件代替。堆芯高度（安装时）为 45cm，等效直径为 60cm。

中子源组件放置在堆芯中央。中子源组件以 Cf-252 作为中子源，源强为 $1 \times 10^9 \text{ n/s}$ 。当反应堆启动时，中子源组件用来在次临界状态建立足够的中子通量水平，以便使反应堆处于可监测状态。

8个控制棒组件分别属于两套独立的停堆系统。第一停堆系统包括三根补偿棒和两根调节棒，第二停堆系统包括三根安全棒。第一停堆系统用来补偿启动和升、降功率过程中的反应性变化以及燃耗反应性损失；自动调节反应堆功率，保证反应堆在给定的功率水平下稳定运行；根据保护信号停闭反应堆。第二停堆系统用来在偏离正常运行时根据保护信号快速停闭反应堆。

燃料组件、控制棒组件、反射层组件、屏蔽层组件和中子源组件统称为堆内组件。所有堆内组件具有相同的外形尺寸，组件为六角形，外对边距为59mm，相邻组件的中心距为61mm。组件的管脚插在栅板联箱的插孔内，头部为自由端，上部靠位于组件侧面的定位块径向定位。为了防止燃料组件因温度升高而向堆芯中心弯曲，在燃料组件上转换区的上部另加有定位块。

堆芯的上面为上轴向转换区，高10cm，再往上是上部轴向钢反射层。堆芯下面为下轴向转换区，高25cm。转换区以含贫化铀（或天然铀）的二氧化铀为转换材料。

堆芯根据释热分布分为四个流量区，每个流量区插入不同类型的燃料组件。堆芯分为两个换料区，中心区包括54个组件（1、2、3型），外围区包括27个组件（4型）。

初装料和平衡态堆芯的主要性能参数、装载特性和主要物理参数见表6.1-12。

表 6.1-12 初始装料状态和平衡态初期堆芯
主要物理参数

参数名称	单位	数 值	
		初始装料状态	平衡态初期
控制棒价值	$\Delta k/k$		
两根调节棒		0.003 0	0.003 0
三根补偿棒		0.054 6	0.054 5
第一停堆系统		0.057 5	0.057 4
第二停堆系统		0.030 9	0.030 9
所有控制棒		0.091 0	0.090 3
反应性效应	$\Delta k/k$		
温度效应（250~360℃）		-0.004 52	-0.004 57
功率效应（0~65MW）		-0.004 86	-0.004 05
缓发中子有效份额 β_{eff}		0.007 247	0.007 314

3.3 快堆堆芯热工水力

快堆堆芯热工水力设计是快堆堆芯设计的重要组成部分。

在堆芯物理设计完成，即确定了堆芯栅格和堆功率分布、燃料分析和堆芯内燃料管理以及反应堆控制设计计算后，堆芯热工水力设计出保证反应堆堆芯在各种运行工况下有足够的冷却，以确保快堆在正常和事故状态下的安全性。

3.3.1 堆芯热工水力设计的任务

堆芯热工水力设计任务主要包括以下几个方面：

（1）根据快堆要发出的电功率和核电厂总体设计要求，与一、二回路装置设计相协调，确定快堆所应发出的总热功率。

（2）根据设计准则，确定一次钠冷却剂系统所允许的堆芯功率密度。

（3）通过堆芯热工水力分析，确定快堆堆芯几何条件。

（4）与一、二回路装置设计协调平衡，确定堆芯冷却剂的进出口温度、冷却剂的压力、冷却剂流量等主要热工参数。

（5）根据初步确定的堆芯结构、燃料元件尺寸、主要热工参数以及堆芯物理设计提供的堆芯相对功率分布，进行堆芯内热工水力分析计算，即进行稳态热工计算。该计算将获得堆芯各个组件和流量区的出口温度，从而获得堆芯的温度分布，以验证是否满足堆芯热工水力设计准则的要求。

（6）对快堆在运行中的预期瞬变、事故工况进行分析，最后确定可能达到的反应堆额定功率；同时提出反应堆安全保护系统各种动作的保护参数整定值；提出应设置的应急冷却、安全专设等系统的容量，以及各种设备和部件在运行中可能预见的工况。

3.3.2 堆芯热工水力设计的准则

堆芯热工水力设计准则是：设计的堆芯能够确保在预期的运行工况下，包括正常工况或在规定的超功率工况，安全经济地运行；在事故工况下减轻事故后果。

因此，堆芯设计准则是设计者必须遵守的约束和技术规范。堆芯热工水力设计的准则主要包括以下三个部分：

（1）燃料的温度限制。燃料的温度主要限制之一是防止堆芯内任何位置的燃料温度超过熔点。二氧化铀燃料的熔点约为2800℃。燃料的最高温度一般发生在燃料的中心线上，燃料元件因温度过高以致中心熔化，很容易发生破损而丧失其基本功能。尽管少数燃料元件短时间内超过中心熔化温度并不会发生重大事故，但仍应十分注意在正常运行时不超过此限制。

同时注意，影响燃料熔点的因素比较复杂，其中应重视燃耗深度对其的影响。燃料棒的直径大小对其所达到的最高温度影响不大，而主要取决于燃料的导热率和燃料棒的线功率密度。

流过堆芯的冷却剂把堆芯的热量带走，并在中间热交换器中把热量传给二回路的冷却剂，再通过蒸汽发生器把热量传给水/蒸汽系统（三回路），一部分转化为电能，另一部分传输到最终热阱。

（2）燃料包壳的温度限制。包壳是防止燃料内放射性裂变物质泄漏到冷却剂中并进而带出堆芯的第一道屏障。虽然快堆的燃料包壳不存在水堆那样向冷却剂传热的临界热流密度限制，但燃料包壳温度不能超过规定的热工限值，它是堆芯热工水力设计的重点，在所有超功率及所有预计瞬态过程中都应满足。

（3）冷却剂的温度限制。快堆选择金属钠作为一回路由内的冷却剂，其主要限制是堆芯出口温度低于冷却剂的沸点，即堆芯出口不允许出现冷却剂沸腾。

总之，与水堆相比，因快堆一回路内的冷却剂沸点高、导热率高，因此快堆的堆芯小，功率密度高，燃料比功率高，堆芯冷却剂出口温度高。

3.3.3 堆芯热工水力设计的主要限值

以CEFR为例，堆芯热工水力设计的主要限值如下：

（1）在运行状态下，堆芯任何通道内不允许冷却剂出现沸腾。

（2）燃料棒最大线功率设计限值43kW/m。

（3）反应堆以额定功率运行时，燃料棒包壳最高温度（2 σ 置信度）不超过700℃，包壳中壁热点温度应按设计不确定性2 σ 的置信水平进行计算。

（4）在运行状态下，燃料最高温度不得超过相应燃耗下的燃料熔点，燃料最高温度应按设计不确定性3 σ 的置信水平进行计算。

（5）在正常提升和降低功率的过程中，一、二回路钠温度变化速率不大于30℃/h。

(6) 一回路主循环泵必须有足够的扬程和输送流量, 以满足反应堆热工设计要求。

(7) 一回路主冷却剂系统中各段冷却剂流道内钠流速不超过 12m/s, 以防止引起流致振动和对部件或管道腐蚀的加剧。

(8) 在任何状态下, 堆芯组件必须处于水力压紧状态, 即不允许堆芯组件出现上浮现象。

3.3.4 堆芯的水力计算

堆芯水力计算的主要任务是确定堆芯流量分配。在堆芯各种组件的结构及数量已经确定并完成堆芯的布置后, 由反应堆中子学设计提供堆芯各功率区功率份额和燃料组件燃料段功率, 依据这些条件进行堆芯水力计算。

流量分配的原则是根据组件盒功率大小来分配流量, 这样既能保证各组件之间冷却剂出口温度相近, 又可以保证组件经受相近似的工作条件。

堆芯有燃料组件、控制棒组件、各类钢组件、碳化硼组件和乏燃料组件, 共有 712 盒。每盒构成一个闭式通道 (即有组件盒壁)。由于构成这些组件的材料不同, 结构也不一样, 它们在堆芯所处的位置不同, 所以它们的释热率差别很大。为了保证各类组件的温度不超过允许的设计值, 同时也为了得到较高的堆芯冷却剂的出口温度, 从而获得较大的热效率, 就必须对堆芯各类组件进行合理的冷却剂流量分配。

中国实验快堆的堆芯支撑结构采用栅板联箱和小栅板组合方式, 小栅板尾部插入栅板联箱套管内, 而各类组件插在小栅板上。一次钠泵把钠打入栅板联箱, 然后经过栅板联箱套管侧面开孔进入小栅板流量分配腔室, 大部分钠经过组件管脚上节流孔流进组件内部, 冷却棒束以后再从组件出口流进热钠池。进入小栅板的钠大部分以强迫流动方式去冷却释热率高的燃料组件、控制棒组件、中心钢组件和第一排钢组件。另外有大约 10% 堆芯流量的钠经过组件管脚与小栅板配合处向上、下两个方向泄漏出去。其中向上的漏流经组件盒间隙进入热钠池; 向下的漏流以自然循环的方式去冷却第 3 和第 4 类钢组件、硼屏蔽组件和乏燃料组件。

CEFR 的堆芯功率分布已经将燃料组件分成四个流量区, 各个流量区的有关参数见表 6.1-13 与表 6.1-14。各流量区在堆芯的位置见图 6.1-18。

表 6.1-13 燃料组件流量分区参数

流量区号	盒流量 (kg/s)	组件盒数	管脚节流孔压降 (Pa)	管脚节流孔个数与直径 (mm)
1	3.90	15	58 364	12 ϕ 8
2	3.52	18	94 089	6 ϕ 9
3	3.18	21	118 659	6 ϕ 8
4	2.80	27	167 496	6 ϕ 7

表 6.1-14 燃料组件管脚实际开孔尺寸和流量

流量区号	管脚开孔个数与直径 (mm)		盒流量 (kg/s)	
	设计值	验证后取值	设计值	验证后取值
1	12 ϕ 8	12 ϕ 7.3	3.90	3.94
2	6 ϕ 9	6 ϕ 8.9	3.52	3.52
3	6 ϕ 8	6 ϕ 7.8	3.18	3.16
4	6 ϕ 7	6 ϕ 6.6	2.80	2.80

经过计算得到: 冷却燃料组件的总流量为 264.42kg/s, 中心钢组件分配的钠流量为 0.3kg/s; 第一排钢反射层组件为 2 类钢组件, 有 37 盒, 再加中心钢组件大约共占 6kg/s 的钠流量; 每盒补偿棒的钠流量为 0.55kg/s; 每盒安全棒

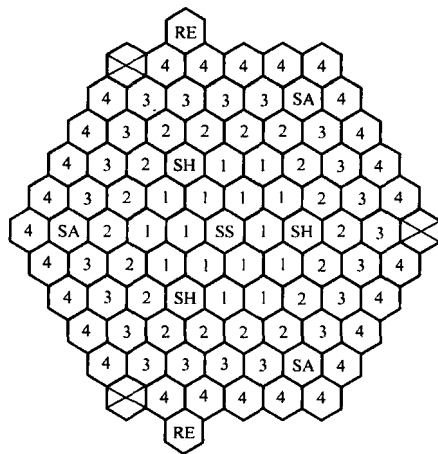


图 6.1-18 堆芯燃料组件流量分区

的钠流量为 0.25kg/s, 每盒调节棒的钠流量为 0.25kg/s。按照以上进行的流量分配, 流经所有控制棒的总流量为 3kg/s, 见表 6.1-15。

表 6.1-15 全堆芯的流量分配 (平衡态堆芯)

被冷却对象	钠流量 (kg/s)	相对值 (%)
燃料组件	264.42	87.8
控制棒	3.0	1
中心钢组件和第一排钢组件	6.0	2
3、4 类钢组件、屏蔽组件和乏燃料组件	27.58	9.2
通过堆芯的总流量	301	100

3.3.5 堆芯的热工计算

堆芯热工计算的主要任务和内容是根据堆芯功率分布和冷却剂流量分配的结果, 利用子通道分析程序计算各流量区代表性组件的各子通道出口温度和代表性燃料组件热棒包壳中壁最高温度、燃料最高温度以及全堆芯燃料平均温度。由于在一个换料周期内堆芯径向功率分布会发生变化, 所以在设计计算时, 要计算平衡态堆芯循环初期和末期两种状态下的上述温度值。

堆芯热工计算使用程序是 SuperEnergy 子通道分析程序, 它是从美国阿贡国家实验室 (ANL-NGSC) 引进的。

表 6.1-16 列出了全堆芯钠温升的分布情况。从表中可以看出, 堆芯平衡态初期和末期冷却剂平均温升相差不大, 第一流量区最大差别为 1℃, 第二流量区最大差别为 1℃, 第三流量区最大差别为 1℃, 第四流量区最大差别为 2℃。同时还可以看出, 全堆燃料组件温升比较均匀, 相邻组件冷却剂温升最大差值为 21℃ (初期) 和 22℃ (末期)。

表 6.1-16 全堆芯钠温升分布及钠出口温度分布

冷却对象		循环初期				循环末期			
		相对功率 (%)	相对流量 (%)	钠温升 (℃)	出口温度 (℃)	相对功率 (%)	相对流量 (%)	钠温升 (℃)	出口温度 (℃)
各流量区燃料组件	一	1.491	1.309	194	554	1.491	1.309	194	554
	二	1.339	1.169	195	555	1.339	1.169	195	555
	三	1.197	1.050	194	554	1.197	1.050	194	554
	四	1.052	0.930	198	558	1.051	0.930	198	558
全部强迫冷却组件的平均值		96.96	91.68	180	540	97.02	91.68	180	540
全部自然分流区组件平均值		3.04	8.32	62	422	2.98	8.32	61	421
全堆芯平均值		100	100	170	530	100	100	170	530

燃料最高温度主要取决于堆芯功率分布, 冷却剂温度对

它仅有较小影响,所以燃料最高温度点出现的位置在堆芯中平面附近,CEFR的燃料最高名义温度见表 6.1-17。

表 6.1-17 燃料最高名义温度 (°C)

流量区号	循环初期		循环末期	
	燃料芯块外表面	燃料芯块内表面	燃料芯块外表面	燃料芯块内表面
1	932.2	2280.2	929.7	2265.2
2	901.3	2119.9	898.5	2103.0
3	868.6	1946.7	865.1	1927.3
4	850.0	1807.0	845.9	1786.5

为了获得燃料棒包壳最高温度,需要计算热点热管因子。由于在快堆中各参数不存在相关性,所以用统计法综合得到热点热管因子。CEFR的平衡态燃料元件包壳温度见表 6.1-18。

表 6.1-18 平衡态燃料元件包壳中壁温度 (°C)

流量区	均方根偏差 σ_T	循环初期		循环末期	
		名义最高温度	最高温度 ($2\sigma_T$)	名义最高温度	最高温度
1	13.88	636.3	664.06	637.4	665.16
2	13.88	637.0	664.76	636.6	664.36
3	13.88	634.7	662.46	634.4	662.16
4	13.88	638.8	666.56	638.2	665.96

通过热工计算得到了燃料元件包壳中壁最高名义温度、按 2σ 置信水平计算的燃料元件包壳中壁最高温度、燃料初期和末期的最高名义温度、按 3σ 置信水平考虑燃料元件和反应堆运行参数不确定性之后燃料初期和末期的最高温度、堆芯最热子通道出口钠温等热工参数,在与设计限值比较并确定有较大裕度后,热工水力计算计算至此全部完成。

3.4 快堆屏蔽

3.4.1 屏蔽的目的

以铀和钚为主的原子核裂变可以放出巨大的能量,造福人类。但是这种核裂变放出的能量中有超过 10% 的份额是以高能中子和 γ 射线的形式辐射出来,具有极强的穿透能力,严重威胁附近生物的安全,甚至对材料造成严重的辐照损伤。此外,裂变产物及材料俘获中子后的活化产物都是些不稳定同位素,继而衰变辐射出 γ 、 β 或 α 射线,其半衰期有的特别长,给环境带来放射性污染风险。因此在利用核能的同时必须对伴随而来的各种辐射设计必要的屏蔽防护设施,并对其放射性产物进行严格的管理,以免辐照损伤或热效应破坏设备自身的完好性,更要保证操作人员的安全及环境免受污染,这就是屏蔽工作的任务。

反应堆是核能利用的基本形式,一座反应堆除了它的含裂变物质的反应区及必要的控制和冷却设施外,就其体积或重量而言主要还包括它的屏蔽体。反应堆本体总重量的绝大部分是屏蔽体或兼屏蔽功能的设施,它要使堆芯辐射出的中子和 γ 射线减弱到操作人员允许的剂量限值以下。

3.4.2 快堆屏蔽特点

从本质上说,快堆屏蔽与热堆屏蔽没有什么两样,都是屏蔽堆芯辐射出的中子和 γ 射线,使其减弱到法规的允许程度,都要对其裂变产物和活化产物进行严格管理。通常,反应堆都是将链式反应放出的能量较高的“快中子”经由轻物质组成的慢化剂(例如水)碰撞慢化到处于热运动的低能“热中子”再参与下一代反应,这是因为热中子引起核裂变

反应概率(截面)大很多,所以这种堆称“热堆”。而“快堆”是直接利用快中子参与链式反应,反应截面小,靠增加裂变同位素丰度来解决。因此快堆不用慢化剂,冷却剂不能用水,只能是液态金属或气体,这也决定了快堆是高温系统。中国实验快堆是池式钠冷型,与水 and 空气都不相容。从屏蔽观点看快堆具有以下特点:

(1) 快堆的核裂变主要依靠快中子,快堆中的快中子注量率要比热堆中的高很多,而材料的辐照损伤主要是由快中子引起,所以快堆中的材料辐照损伤要比热堆更受重视。

(2) 快堆堆芯主要由重物质组成,裂变中子得不到慢化,因此堆芯辐射出的中子能谱更硬,强度更高。反过来裂变 γ 不容易出来。因此与热堆相比,快堆中由于中子能穿透到更外层的屏蔽中,在那里被俘获后产生的二次 γ 应是屏蔽的重点。

(3) 虽然热堆冷却剂水被活化的放射性也很强,但半衰期极短。而快堆钠被活化生成的 ^{24}Na 不仅放射性比活度极高,更难屏蔽,而且半衰期达 15h。此外还产生少量半衰期达 2.6 年的 ^{22}Na ,给停堆后的系统维护及放射性废物管理带来困难。

(4) 在屏蔽体选材方面,要顾及液钠系统的高温及遇水有激烈化学反应的特点,只能采用中子屏蔽性能较差的含硼石墨或价格更贵的氢化锆或碳化硼。紧靠高温系统的混凝土如果承担有中子屏蔽功能,则不得不采用蛇纹石混凝土,这是因为蛇纹石能耐较高温度而不丧失其结晶水。此外,还要顾及泄漏的高温钠会与混凝土发生化学反应,因此某些混凝土屏蔽体需带不锈钢覆面。

(5) 从快堆卸出的乏燃料表面有残留钠,进入保存水池前必须经过清洗,乏燃料清洗环节将增加屏蔽的复杂性。

(6) 钠泄漏事故必然导致钠火灾,火灾烟雾中含强放射性的 ^{24}Na 和少量长寿命的 ^{22}Na ,给屏蔽和环保带来麻烦。

3.4.3 快堆屏蔽计算方法和程序

快堆屏蔽计算使用的方法和程序与热堆的相同。

在中子和 γ 射线粒子在屏蔽体中迁移的屏蔽计算中,最重要的是要用“输运理论”,就是在计算粒子与屏蔽介质原子核碰撞散射时,不仅要考虑入射粒子飞行方向,还要考虑不同核对不同入射能量的粒子存在散射角各向异性现象。因为屏蔽设计中常会发现射线是朝某特定方向或通过屏蔽薄弱的空隙迁移,它与阻挡它飞行的原子核碰撞时,如果散射角有朝前冲的偏向就有利于粒子泄漏;反之,如果偏向于朝后散射就更显现阻挡作用;输运理论非常复杂,屏蔽计算用到的最有效方法是 Sn 近似。它的要点是不仅将空间和能量都仿照其他方法离散化,还将方向变量的 4π 空间也离散成许多小锥角 (Segment),用其代表方向的极角余弦和方位角余弦来联合标示这特指方位,所以称 Sn 方法。

快堆屏蔽计算中还常用三维蒙特卡罗程序 MORSE 和 MCNP,它们都是输运理论程序,其中 MCNP 自带数据库。它们是在三维屏蔽介质中逐个跟踪中子或 γ 粒子的飞行散射轨迹,从中统计出感兴趣的物理量或事件。因此这两程序对复杂几何的屏蔽计算特别有效,但计算耗费时间,提供的信息量又通常满足不了设计要求,因此大多用于最终的验证计算。

在简单几何情况下的 γ 辐射屏蔽计算中, QAD 程序非常方便,它是一点核积分程序。快堆钠管道、贮钠罐等工艺系统,包括乏燃料运输的屏蔽设计大多靠它完成。

此外还要用到一个辅助程序 ORIGEN2,它是点堆模型的同位素产生、积累和衰变计算程序。它自带适合多种典型

堆的数据库,是计算反应堆放射性同位素或废物产量、辐射强度随时间变化的重要源项计算程序。

3.4.4 截面数据库的制作

MORSE 和所有 Sn 程序都要截面库支持,要将屏蔽材料的各种核反应截面按能量离散的多群形式提供给程序。

快堆屏蔽设计使用的截面库为国际通用的 VITAMIN-C 库,它是基于 ENDF/B-IV 库,具有 171 个中子群和 36 个 γ 光子群的主格式库。它不完全属于“与问题无关”库,只适合于屏蔽、快堆和聚变堆。2002 年从 ENDF/B-VI、日本的 JENDL-3 和中国的 CENDL-2 库中选用数据按 VITAMIN-C 库格式重新制作了 NVITAMIN-C 库。新库核素增加到 105 个,内容增加了中子或 γ 释热的 Kerma 因子,氢、氘、氚总产生截面,辐照损伤原子位移(dpa)截面等。新库的快堆常用核素的中子截面已得到验证。

由于库的格式是主格式,能群数又太多,要通过 PASC-1 系统依据快堆的几何结构分区并群和格式转换成 ANISN 格式的中子与 γ 耦合的多群库才能被输运计算程序接收。快堆屏蔽设计早期使用的多群库称 CF44,它具有 29 个中子群和 15 个 γ 光子群。后期使用的多群库是 LOD56 (34 群中子,22 群 γ),采用能群更多的 LOD56 库是考虑到两个需要:对中子,企图将铁和钠的主要共振峰及热中子单独划群;对 γ ,好与 ORIGEN2 的 18 群 γ 辐射源输出接口。

3.4.5 快堆主要屏蔽结果

以中国实验快堆(CEFR)为例,其主要的屏蔽计算结果如下:

(1) CEFR 的 UO_2 燃料堆芯满功率时,堆芯的最大快中子注量率为 $3.1 \times 10^{15} \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$,其平均能量为 0.9MeV。此情况下,80 天的周期内 316 (Ti) 不锈钢燃料包壳的 dpa 为 9.1。

(2) 堆芯不可更换部件 30 年寿期的最大快中子注量为 $3.9 \times 10^{22} \text{ cm}^{-2}$ (304H,限值为 $5.7 \times 10^{22} \text{ cm}^{-2}$),发生在围板中央。对应的 dpa 并不大,约只有 13,这是因为该处的快中子能谱已经比较软。而相应位置的释热率为 0.62 MW/m^3 。

(3) 最上层小栅格板的最大快中子注量率 $1.9 \times 10^{13} \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$,压力联箱顶板的最大快中子注量率为 $1.0 \times 10^{12} \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$,相应的释热率分别为 0.43 和 0.046 MW/m^3 。

(4) 一次钠中 ^{24}Na 的比活度为 $1.3 \times 10^{11} \text{ Bq/l}$,二次钠中 ^{24}Na 的比活度为 $2.2 \times 10^4 \text{ Bq/l}$ 。

(5) 主容器(钠池)壁的最大快中子注量率 $1.0 \times 10^7 \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$ 。

(6) 堆本体生物屏蔽最薄处采用密度为 2.8 t/m^3 的重混凝土,厚度为 1.5m。

(7) 满功率时堆外电离室能接收到的等效热中子注量率 $1.0 \times 10^8 \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$, γ 射线照射量率为 $31 \mu\text{A/kg}$,停堆状态堆外电离室处的 γ 射线本底为 $0.2 \mu\text{A/kg}$ 。

(8) 一次钠 $\Phi 89 \times 4.5$ 主管道走廊屏蔽采用密度为 2.8 t/m^3 的重混凝土,厚度为 1.3m,一回路冷阱屏蔽为 1.85m 厚的普通混凝土。

(9) 热室前墙 3.6 t/m^3 的重混凝土 1.2m,单个乏燃料组件从 60cm 水槽中央通过的普通混凝土屏蔽厚度大于 1.3m。

3.5 快堆堆芯结构力学

快堆堆芯由于工作条件复杂,环境苛刻,具有较为独特的力学特性。快堆堆芯由于温度高、中子注量高,产生了材料的辐照蠕变、辐照肿胀,同时温度也远超过了蠕变温度,

在一定的应力水平下产生高温蠕变。另外,高温钠液面波动引起温度应力的交变以及堆容器内一定内压的共同作用,可能导致产生棘轮现象。快堆堆芯组件在地震等外部载荷情况下所表现出动态特性也是非常有必要关注的问题。堆芯中高温液钠的流动,也可能导致流致振动现象发生。

3.5.1 高温蠕变

金属在高温时受一定外部机械载荷作用下达到一定应力水平时,与常温下所表现出来的性能显著不同,在高温和应力作用下金属的变形将随着时间的延长而增加,这种现象称为高温蠕变。高温、一定应力水平和时间是发生高温蠕变的三要素。蠕变现象的另外一种表现是:在应变不变时应力自发改变,由于蠕变作用,塑性变形不断增加,而弹性变形随时间增加而减小,弹性变形转化为塑性变形,应力水平逐渐下降,这种现象称为“应力松弛”。它与我们常说的蠕变在本质上是一致的,都是随时间发生塑性变形积累的过程。

相关设计规范规定,当工作温度高于 0.25~0.35 倍金属熔点(以绝对温标计算)即蠕变温度时,应考虑系统或设备的高温蠕变问题。一般碳钢在 400°C 、低合金钢在 450°C 、耐热合金钢在 600°C 以上时应考虑高温蠕变问题。金属材料的蠕变速率一般在 $10^{-6} \sim 10^{-4} / \text{h}$ 。

典型的金属材料蠕变的变形过程一般由减速、等速和加速三个阶段组成。蠕变过程可用蠕变曲线来描述。蠕变曲线是材料在一定温度和应力作用下伸长率随时间变化的曲线,曲线见图 6.1-19。图中 aa' 段为瞬时应变,是由外加载荷引起的一般形变过程。在蠕变曲线上任一点的斜率,表示该点的蠕变速率。按照蠕变速率的变化,可将蠕变曲线分成三段。 ab 段为第一阶段,是减速蠕变阶段; bc 段为恒速蠕变阶段。一般指的蠕变速率就是这一阶段曲线的斜率。 cd 段是加速蠕变阶段,这一阶段由于试样出现颈缩或材料内部产生空洞、裂纹等,使蠕变速率急剧增加,直至最后断裂。同一材料蠕变曲线形状与温度高低和应力大小有很大关系,显然,温度高、应力大,蠕变速率增加,蠕变第三阶段提前。

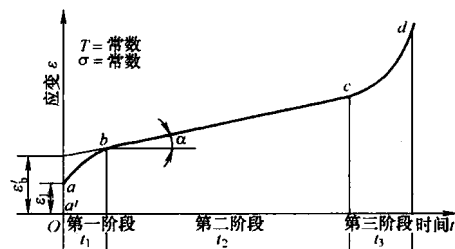


图 6.1-19 典型金属材料蠕变曲线

金属材料的高温蠕变特性一般采用两种参数表示:蠕变极限和持久强度。对于蠕变问题,应采用变形控制,特别依据蠕变极限和持久强度等参数,使其在设备的一定设计寿期内满足一定的变形要求。

3.5.2 辐照肿胀和辐照蠕变

金属的辐照肿胀是由空穴产生的。快堆元件包壳管采用奥氏体不锈钢材料,它在中子注量超过 10^{23} n/cm^2 的辐照后空穴肿胀明显增大,该注量值称为注量阈值。大型快堆的中子注量率达到 $(6 \sim 8) \times 10^{15} \text{ n/(cm}^2 \cdot \text{s)}$,燃料组件在寿期末所受到中子能量 $E > 0.1 \text{ MeV}$ 的最大中子注量为 $(2.5 \sim 3) \times 10^{23} \text{ n/cm}^2$,这样高的中子注量在快堆燃料组件的结构材料中将引起相当于 $100 \sim 120 \text{ dpa}$ 的辐照损伤,也远高于注量阈值。

辐照肿胀采用体积增加的百分数表示,对于快堆采用的冷加工 20% 的 316 钢,采用经验公式,即

$$\Delta V/V(\%) = 9.0 + 10^{-35} (\dot{\phi})^{1.5} [4.028 - 3.712 \times 10^{-2} (T - 273) + 1.014 \times 10^{-4} (T - 273)^2 - 7.879 \times 10^{-8} (T - 273)^3] \quad (6.1-1)$$

式中: $\dot{\phi}$ 为注量率, $n/(cm^{-2} \cdot s)$; T 为温度, K; t 为辐照时间。

辐照蠕变是快堆高中子注量引起的燃料包壳材料变形的另外一种形式。在低于热蠕变温度的条件下,一定的辐照水平也可以导致辐照蠕变的发生。

大量的试验数据表明:当应力小于材料的屈服强度 σ_s 的较为宽阔的应力水平范围内,辐照蠕变速率 $\dot{\epsilon}$ 既是材料内的应力 σ 的线性函数,又是辐照损伤速率 k 的线性函数,可以用式 (6.1-2) 表示,即

$$\dot{\epsilon} = B(T, kt) k \sigma \quad (6.1-2)$$

式中: $B(T, kt)$ 为与温度 T 和辐照损伤水平 kt 有关的蠕变模数 ($MPa^{-1} \cdot dpa^{-1}$),而辐照损伤水平是与中子能谱有关的所计算的原子位移, dpa ; k 为辐照损伤速率, dpa/h ; t 为辐照时间, h 。

3.5.3 疲劳

承受交变载荷的金属构件,在载荷长期反复作用下,即使载荷引起的最大应力不很高,也会导致构件突然破裂,且无明显的塑性变形。材料在交变载荷长期作用下的破坏现象称为疲劳。疲劳破裂时载荷交变的累计周次 N ,称为疲劳寿命。根据应力水平和载荷交变次数不同,疲劳可以分为低周疲劳和高周疲劳。在结构局部高应力(最大应力高于材料屈服强度)和低交变周次(一般在 $10^2 \sim 10^5$ 次)下发生的疲劳,叫低周疲劳。低应力(最大应力低于材料屈服强度)和高交变周次(一般大于 10^5 次)下发生的疲劳,叫高周疲劳。低周疲劳和高周疲劳的主要区别在于塑性变形的大小不同。高周疲劳的交变应力水平一般较低,材料处于弹性范围,即使有塑性变形也是很少量的,这时应力与应变成正比。低周疲劳则是产生了塑性变形,并且塑性区超过了某个微观范围(如几个晶粒直径),应力与应变关系不再成正比。

在交变载荷下,金属承受的交变应力波幅 σ_a 和断裂循环周次 N 之间的关系用疲劳线来描述。典型金属材料的疲劳曲线如图 6.1-20 所示。图中 $N_1, N_2, N_3, N_4, \dots, N_n$ 分别为应力波幅为 $\sigma_{a1}, \sigma_{a2}, \sigma_{a3}, \sigma_{a4}, \dots, \sigma_{an}$ 下的循环次数。

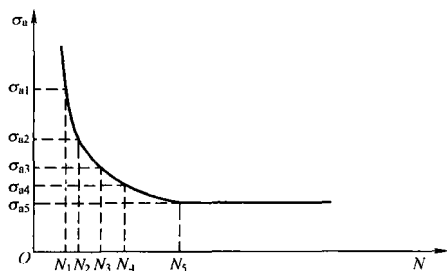


图 6.1-20 典型金属材料的疲劳曲线

在快堆中液面波动引起温度载荷的交变,从而引起应力的交变,是引起疲劳的主要原因。在快堆主容器中,主容器壁和中心测量柱管壁均存在产生高周疲劳的条件。

在一般情况下,交变载荷和交变应力不以唯一的规律进行循环,这时一般采用雨流计数法统计设备在使用寿命内应力循环次数 N 及对应的应力波幅 σ_a ,采用累计损伤因子 CUF 方法来评价疲劳寿命,即

$$CUF = \frac{N_1}{N_{01}} + \frac{N_2}{N_{02}} + \frac{N_3}{N_{03}} + \frac{N_4}{N_{04}} + \dots + \frac{N_n}{N_{0n}} \quad (6.1-3)$$

式中: $N_1, N_2, N_3, N_4, \dots, N_n$ 分别为应力波幅为 $\sigma_{a1}, \sigma_{a2}, \sigma_{a3}, \sigma_{a4}, \dots, \sigma_{an}$ 下的循环次数; $N_{01}, N_{02}, N_{03}, N_{04}, \dots, N_{0n}$ 分别为应力波幅 $\sigma_{a1}, \sigma_{a2}, \sigma_{a3}, \sigma_{a4}, \dots, \sigma_{an}$ 所对应的许用循环次数。

当 $CUF < 1.0$ 时,设备未产生疲劳破坏;当 $CUF \geq 1.0$ 时,设备发生疲劳破坏而断裂。

3.5.4 棘轮

在恒定的内压和交变的温度载荷的共同作用下,可能产生棘轮现象。恒定的内压产生的应力保持不变。当温度交变时产生交变的温度应力,如果温度应力和内压应力均达到一定的水平,将在结构的部位产生塑性变形及不可逆的积累,在加载时变形增长,而卸载时变形又不能恢复,就像机械中的棘轮一样,只能朝一个方向转动而不能倒退,因此称为“棘轮”(Ratchet)。它的变形特点是:每次加载循环的前半周和后半周在结构的部位轮流产生塑性变形,且变形不断积累。棘轮出现的特点和条件是:恒定的内压和交变的温度载荷;在不同部位轮流产生塑性变形的积累。

在快堆主容器液面附近存在可能出现棘轮的条件:一是主容器有一定的内压,同时由于液面波动导致温度的交变。在内压作用下筒壁中的环向应力 σ_θ 分布如图 6.1-21 (a) 所示,其中 R_i 和 R_o 分别为容器内、外半径。假设容器壁在内压作用下未达到屈服极限,即未产生塑性变形,在此基础上如果再加上温度应力,情况就不同了。图 6.1-21 (b) 和 6.1-21 (c) 表示筒壁上有某种温度分布时的环向温度应力分布情况,其中 T_i 为内壁温度, T_o 为外壁温度。当内压应力与温度应力叠加后,如图 6.1-21 (a) 所示情况与图 6.1-21 (b) 情况叠加,这时在外壁出现屈服,产生了环向塑性变形,温度变化时,它不能恢复,好像在筒体上加了一个“楔子”,使内壁承受一个附加的拉伸作用。当温度交变时,温度应力分布与图 6.1-21 (b) 相反,出现图 6.1-21 (c) 的情况,这时内壁出现环向的塑性变形。再次循环,重复上述过程,两个部位的塑性变形区不断扩大,直至塑性变形区沿整个壁厚穿透至断裂。和一般的疲劳破坏机理不同,它不是由局部缺陷、裂纹和峰值应力引起,而是过度的塑性变形引起的失效。

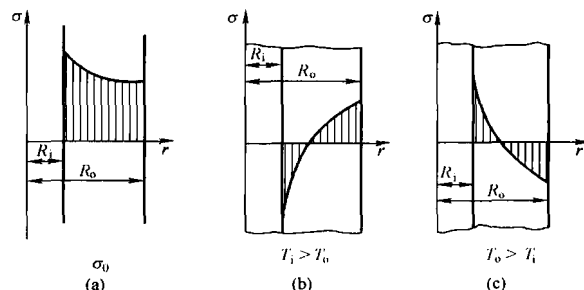


图 6.1-21 内压应力与温度应力

防止棘轮失效需要采取控制塑性变形总量的方法。在美国 ASME-Ⅷ-2 分篇分析设计标准和我国 JB4732 设计标准附录 C 中,都对棘轮现象提出了控制办法。这里给出常用的 Bree 图,见图 6.1-22。筒壁承受内压,同时在壁厚上有交

变热应力, 热应力沿壁厚线性分布, 不考虑蠕变。图中符号 σ_1 为内压产生的环向应力 $\sigma_1 = PD/2\delta$, 其中 P 、 D 、 δ 分别为内压、筒外直径和筒壁厚度; σ_2 为温差产生的壁厚中的最大弹性热应力 $\sigma_2 = E\alpha\Delta t/2(1-\mu)$, 其中 E 、 α 、 μ 、 Δt 分别为材料的弹性模量、线膨胀系数、泊松比和内外壁温差; σ_s 为材料在设计温度下的屈服强度。

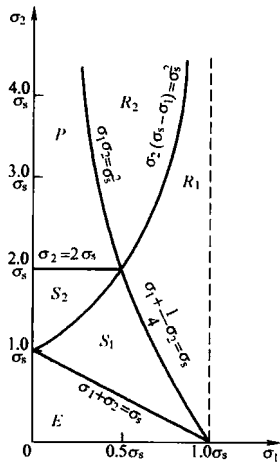


图 6.1-22 棘轮控制的 Bree 图

后也达到安定。S₁ 和 S₂ 称为安定区。

在 $\sigma_1\sigma_2 = \sigma_s^2$ 与 $\sigma_2 = 2\sigma_s$ 之间的区域称为塑性区, 即每次循环都有反复的塑性变形, 但没有明显的变形增长, 即属于低周疲劳区。

剩下的为 R₁ 和 R₂ 区, 称为应变递增区。在 R₁ 区内, 反复的加热循环使外壁出现塑性变形积累。而对于 R₂ 区, 内、外壁均出现了塑性变形的积累。同时满足 $\sigma_1 > \sigma_s/2$ 和 $\sigma_1 + \sigma_2/4 = \sigma_s$ 区域为 R₁ 区; 同时满足 $\sigma_1 > \sigma_s/2$ 和 $\sigma_1\sigma_2 > \sigma_s^2$ 区域为 R₂ 区。在 R₁ 区内, 每个循环递增的环向应变量为

$$\epsilon_\theta = \frac{2\sigma_2}{E} \left(1 - 2 \sqrt{\frac{\sigma_s - \sigma_1}{\sigma_2}} \right) \quad (6.1-4)$$

在 R₂ 区内, 每个循环递增的环向应变量为

$$\epsilon_\theta = \frac{2\sigma_2}{E} \left(\frac{\sigma_1}{\sigma_s} - \frac{\sigma_s}{\sigma_2} \right) \quad (6.1-5)$$

因此, 如果设备在 R₁ 和 R₂ 区工作, 必须考虑热应力棘轮问题, 控制总的塑性变形累积, 以防止变形失效。

3.5.5 堆芯地震响应分析

在地震作用下, 堆芯各种组件发生弯曲变形, 堆芯燃料组件体积和形状发生变化, 会导致堆芯的反应性变化, 为保证反应堆的安全, 必须进行该情况下引入反应堆的反应性变化分析, 确定是否引入正反应性或反应性多大, 以保证反应堆的安全。同时, 组件相互作用, 产生一定水平的应力, 组件的结构完整性是否能得到保证也是需要关注的问题。另外, 组件发生弯曲变形, 保证反应堆在紧急情况下及时停堆的控制棒是否能插入堆芯实现其安全功能也是很关键的问题。

常用地震分析方法有三种: ①等效静力法; ②反应谱法; ③时程分析法。这三种方法的使用一般对应一定的条件。

当设备和部件可以由一个单质点模型或单梁模型等模拟时, 可采用等效静力法, 但它不宜用于反应堆冷却剂系统的

设备。采用等效静力法时将地震对设备的作用采用质心上的等效静力 F 来表示。该力 F 可以由式 (6.1-6) 求得, 即

$$F = \eta \frac{G}{g} S_a \quad (6.1-6)$$

式中: F 为施加在设备质心上的地震作用力, N; G 为设备总重, 包括设备、保温层、储存物、附件、支撑件等自重, N; g 为重力加速度, m/s²; S_a 为相应的楼层加速度反应谱上的加速度峰值, m/s²; η 为系数, 多频效应时取 1.5, 单自由度系统取 1.0。

对于较为复杂的线性设备或系统, 地震分析时一般采用反应谱法 (response spectrum)。反应谱法进行地震响应计算一般分为两个步骤: 1. 模态分析; 2. 谱分析。模态分析的目的是为了得到设备或系统的各阶振型及其参与因子。在此基础上输入设计反应谱或设计楼层反应谱进行谱分析。各阶振型的综合作用可以根据不同的振型特点采用完全二次型 (CQC) 组合或平方和的平方根 (SRSS) 组合处理。相互垂直的两个水平方向与一个竖直方向的地震响应的综合一般采用 SRSS 组合处理。当设备和部件支撑在同一结构或两个以上结构的支座上, 且各支撑点处的运动有很大差别时, 这时输入的反应谱将不再单一, 而需要输入几个不同运动处的反应谱, 即多点响应谱, 或者采用各支撑点处的反应谱的上限包络线 (即所谓的包络反应谱) 进行计算, 并计入各支撑点处相对位移的影响。支撑点处的最大位移可以从结构动力计算中得到, 也可按下式计算, 并将各支撑点的位移按最不利组合施加到设备或结构上:

$$u = \frac{S_a}{\omega_1^2} \quad (6.1-7)$$

式中: u 为支撑点处的最大位移, m; S_a 为楼层反应谱的零周期加速度, m/s²; ω_1 为结构的最小角频率, rad/s。

对于非线性系统, 应采用时程法。计算采用各激励点的加速度或位移—时间曲线作为输入。快堆堆芯内布置有几百根组件, 整个堆芯浸没在高温的液态金属冷却剂钠中, 组件的底部与栅板联箱栅格中存在间隙, 组件与组件之间在定位块处和外部组件与堆芯围筒之间均存在间隙。在地震激励下, 堆芯组件与液钠产生流固耦合 (FSI) 作用, 同时组件之间相互碰撞, 体现出高度的非线性特性。因此, 堆芯的地震响应分析必须采用时程法。

在地震激励下, 单根组件主要体现出梁的特性, 一般采用变截面面积和变弯曲惯量的梁来模拟单根组件。由于组件的长细比较大, 不考虑组件的剪切变形。另外, 一般不考虑组件在地震作用下绕自身轴的扭转。

液体的影响一般采用液体附加质量法, 主要考虑液体对组件的振动频率的影响。

考虑到堆芯组件之间以及支撑点处碰撞点较多, 非线性程度很高, 如果全部采用真实的模拟, 计算难度高, 工作量大。因此, 一般在间隙较小的地方且对组件整体特性影响不大的地方采用间隙等效弹簧来模拟。所谓间隙等效弹簧, 就是采用一个线性弹簧来模拟间隙。将弹簧的刚度调整至与采用真实间隙的组件的主要动态特性比如第一阶特征频率相等时, 这个线性弹簧就是我们寻找的间隙等效弹簧, 这个刚度也就是间隙等效弹簧刚度。

模拟组件之间定位块处的碰撞以及组件与堆芯围筒之间的碰撞一般采用弹簧—间隙元。图 6.1-23 给出了单排组件在单方向水平地震作用下的响应分析模型。

计算采用 New Mark- β 或 Wilson- θ 直接时间积分法

(Direct Time Integration)。计算得到各组件的随时间变化的弯曲变形、各点位移、应力、碰撞力等响应。在此基础上,进行或完成地震时的控制棒的可插入性、组件的结构完整性、堆芯燃料反应性变化的分析与评价。

3.5.6 流致振动

在管道或结构中由于流体流动引起管道或结构的振动称为流致振动。结构的振动是由于受到了流体力引起。流体力大致可以分为两类:一类是由流体入射在结构上的流体激振力,即使没有结构的运动也将以某种形式出现;另一类是由结构运动产生流体—结构耦合力,这种力在流动和不流动中的流体中均能发生。对于快堆堆芯,中心测量柱以及布置在栅板联箱上的控制棒组件、燃料组件、屏蔽组件等各类组件均存在可能发生流致振动的条件,因此,在设计中均应考虑该问题。美国 ASME 规范第Ⅲ卷附录 N1300 给出了较为详细的设计规则。

以单独的柔性或弹性支承管为例,如果漩涡分离频率与管的固有频率十分接近,一旦振动形成两者就会变成同步或锁定。在设计中为尽量避免锁定出现,可以采用下面的设计准则:

(1) 如果对于基频($n=1$)振型的折算速度满足式(6.1-8),即

$$V/f_1 D < 1 \quad (6.1-8)$$

则升力和拖拽力方向的锁定均可避免。

其中 V 平均流速, f_1 为第1阶振型的固有频率, D 为所设计支撑管直径。

(2) 如果对于任意给定振型 n 的折算阻尼 C_n 足够大,满足式(6.1-9),即

$$C_n > 64 \quad (6.1-9)$$

则对该振型的锁定将被抑制。

(3) 如果对于任意给定振型 n , 满足式(6.1-10),即

$$V/f_n D < 3.3 \quad (6.1-10)$$

和 $C_n > 1.2 \quad (6.1-11)$

则升力方向的锁定可避免,拖拽力方向的锁定被抑制。其中 f_n 为第 n 阶振型的固有频率。

(4) 如果结构固有频率满足 $f_n < 0.7f_s$ 或 $f_n > 1.3f_s$, 则升力方向的锁定在 n 阶振型中可以避免。其中 f_s 为周期性漩涡分离频率。

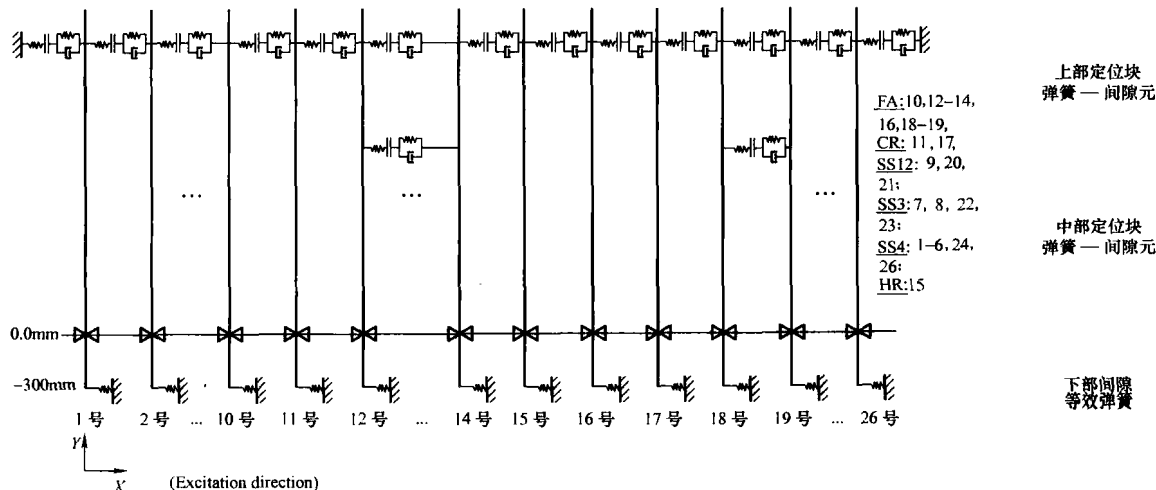


图 6.1-23 堆芯单排组件在单方向水平地震下的响应分析模型

4 快堆燃料组件

快堆燃料组件又名驱动组件,由它组成反应堆堆芯。在这里进行链式反应,并依靠控制系统实现自持链式裂变反应。快中子增殖反应堆的大部分功率是由燃料组件产生的。一座典型的动力快堆,85%~95%的功率来自燃料区,约3%~6%的功率来自燃料组件内的轴向转换区,约3%~8%的功率来自径向转换区。

4.1 快堆燃料组件特征

约在20世纪60年代以前,发展快堆的主要目标追求高增殖比。从那以后,发展快堆的主要目标除了高增殖比外,更主要的是追求经济效益。所以当今快堆燃料组件的特征最大程度地满足这两个要求,快堆燃料组件集中反映快堆的特征,可以说,快堆特征寓于燃料组件之中。

(1) 高能中子辐照。快堆燃料组件中引起裂变反应的几乎全是快中子,能量大于0.1MeV的中子占总中子的90%以上。快堆燃料组件结构材料受到严重的辐照损伤,损伤剂量高达100dpa。

(2) 运行温度高。燃料中心温度接近熔点;包壳最高温度可达700℃,冷却剂Na出口温度高于550℃,这样快堆的热效率高达40%左右。

(3) 高燃耗。快堆燃料组件的燃耗大于10at%,追求的目标燃耗为15at%,加之燃料温度高,这样裂变气体几乎全部释放,为了降低燃料棒内压力,设计了一段很长的气腔,气腔体积与燃料体积相当。

(4) 细棒,密集栅。与压水堆比较(见表6.1-19)快堆燃料棒直径小,又名细棒,它在燃料组件中按正三角排列,构成密集栅。前者为了提高燃料比功率,后者为了获得堆芯高功率密度。

(5) 钚(Pu)含量高。正在运行的或设计中的快堆,燃料中的钚含量为15%~30%。使用的燃料是(U, Pu)O₂,此外还有正在研发的其他类型的燃料,如(U, Pu)N, (U, Pu)C和金属型燃料U-Pu-Zr,这些燃料具有使用的潜力。

(6) 轴向转换区。在燃料棒中的燃料段上、下各有一段300mm左右的转换区。其材料为贫化的UO₂。此处²³⁸U可转换为²³⁹Pu,以提高快堆的增殖比。

(7) 相邻两根燃料棒之间用金属绕丝维持间隙。金属丝被绕在燃料棒表面上,固定在上、下端塞上。也有用定位格

架维持燃料棒间隙,如英国的 PFR。

(8) 燃料棒束被置于一个六角形外套管内,这样燃料棒束得到冷却剂钠有效的冷却。

(9) 无慢化剂。快堆燃料组件不像压水堆那样有慢化剂(H_2O),并且希望燃料、冷却剂和结构材料尽可能减少有慢化能力的元素存在,以维持堆芯的高能中子谱。

冷却剂为液态金属钠(Na),它具有良好的物理特性,沸点高,以适应快堆燃料组件高功率密度和高出口温度的要求,同时它对中子慢化作用和寄生俘获小,并与包壳材料相容性好的特点,目前是快堆采用的唯一的冷却剂。

表 6.1-19 给出两种典型的 1000MW 级电功率反应堆燃料元件的主要特征参数,从表中可看出快堆燃料组件特征数字化的表述。

表 6.1-19 两种典型的 1000MW 级电功率反应堆燃料元件参数比较

参 数 名	压水堆 (PWR)	钠冷快堆 (LMFBR)
燃料类型	UO_2	$(U, Pu)O_2$
包壳材料	Zr-4	316 型不锈钢
冷却剂	H_2O	Na
慢化剂	H_2O	无
燃耗 (MWd/t)	33 000	100 000
快中子注量 (n/cm^2)	3×10^{21}	3×10^{23}
转换比/增殖比	0.5	1.3
燃料最高温度 ($^{\circ}C$)	1800	2800
包壳最高温度 ($^{\circ}C$)	380	660
冷却剂出口温度 ($^{\circ}C$)	320	550
热效率 (%)	34	40
燃料棒排列	正方形	正三角形
燃料棒直径 (mm)	10.0	7.0
燃料棒栅距 (P/D)	1.33	1.15
平均功率密度 (W/cm^3)	104	380
比功率 (kW/kg)	38	126

4.2 快堆燃料组件结构

4.2.1 快堆燃料和材料选择

4.2.1.1 燃料选择

在反应堆燃料组件运行的整个周期内,燃料元件尽管受到裂变碎片和中子的辐照损伤,仍需要保持燃料物理上、力学上及化学上的稳定性,以期达到快堆要求的增殖和经济性,为了满足上述条件,选择的燃料必须具备下列特性:

(1) 易裂变原子核密度高。且不应有吸收截面大的其他原子核。

(2) 高热导率。能承受高功率密度和比功率,而不产生过高的燃料温度梯度,高热导率可使燃料中心温度在高线功率下仍不致达到其熔点。

(3) 高熔点。在低于熔点下工作温度范围内,不发生导致密度和其他相变,仍保持单相组织。

(4) 具有承受高燃耗的能力。能调节溶解于燃料基体内

的大部分裂变产物,肿胀变形小。

(5) 具有化学稳定性。燃料与包壳和冷却剂相容性好,当包壳发生破损后,不致产生明显的相互作用。

(6) 燃料的生产工艺和后处理工艺是可行和经济的。

迄至今日,还没有一种燃料能同时满足以上所有要求,因此,在实际应用中,在选择燃料时,必须进行折中。作为快堆燃料,可供选择的有:金属型、氧化物、碳化物和氮化物。

金属型燃料(U、Pu 和 U-Pu 合金)。这种燃料易裂变核密度高,导热性能好,但是其辐照肿胀率大,带来较大的几何尺寸变化,从而限制了燃耗。燃料的固相线低(约 1000 $^{\circ}C$),燃料与包壳材料(不锈钢)在 705 $^{\circ}C$ 发生化学反应,形成低熔点共晶体,从而限制了工作温度。现在只有美国的 EBR-II 使用这种燃料。

碳化物和氮化物燃料 $[(U, Pu)C, (U, Pu)N]$ 。虽然这两种燃料易裂变核密度不如金属燃料高,但比氧化物燃料高,它的导热性能好,这两种燃料几乎不与冷却剂钠发生化学反应,允许用钠作结合层,显著地改善燃料与包壳间的传热性能。这两种燃料虽然具有上述良好特性,但因辐照数据不充分、燃料制造工艺复杂和后处理工艺尚未建立,目前尚未得到推广应用。

氧化物燃料 $(U, Pu)O_2$,它的易裂变核密度和热导率都不如金属型燃料、碳化物燃料和氮化物燃料,但是它的熔点高,在工作温度范围内不发生相变,与不锈钢包壳材料和冷却剂钠的相容性是可接受的,特别重要是:氧化物燃料有成熟的制造经验,又有足够的热堆和快堆辐照数据,以及可借用的热堆氧化物燃料后处理工艺。所以世界上发展快堆国家都选择混合氧化物燃料。

4.2.1.2 材料选择

快堆燃料组件能否安全、可靠地运行,很大程度上取决于组件结构材料,特别是包壳材料的特性。这种材料要求承受堆内各种苛刻的工作条件而保持燃料元件的完整性。快堆包壳材料选择的主要标准如下:

(1) 抗辐照肿胀和抗辐照蠕变性能好,使燃料能达到高燃耗。

(2) 高温力学性能好,特别是蠕变断裂特性好,使冷却剂有较高的出口温度。

(3) 中子吸收截面低,以获得较高的增殖比。

(4) 与燃料和冷却剂相容性好。

(5) 可焊性好,制造成本低。

根据上述标准和快堆包壳材料的发展经历,目前世界快堆包壳材料几乎全是奥氏体不锈钢,典型的材料是 316 S.S,在这种材料中添加微量稳定化元素如 Ti、Nb、P、B 等。再进行 15%~20% 的冷加工,这种材料可以获得较好抗辐照性能。辐照损伤剂量可达到 100dpa (displacement per atom) ($\approx 2 \times 10^{23} n/cm^2$) 以上,它的高温力学性能以及与燃料和冷却剂钠的相容性都是可接受的。

正在开发的包壳材料还有铁素体/马氏体不锈钢和氧化物弥散强化材料(详见 § 4.4)。

4.2.2 燃料组件结构

典型的 LMFBR 燃料组件是由一定数量的燃料棒按正三角形排列方式组成的燃料棒束,装入一个六角形外套管构成。在燃料棒束上方依次有上屏蔽件和组件操作头,操作头上有冷却剂出口孔。在燃料棒束下方依次有下屏蔽件、组件在堆芯定位的管脚,管脚上有冷却剂入口孔。此外,在组件上部的外表面上有垫块,以保持组件间的距离。图 6.1-24 所

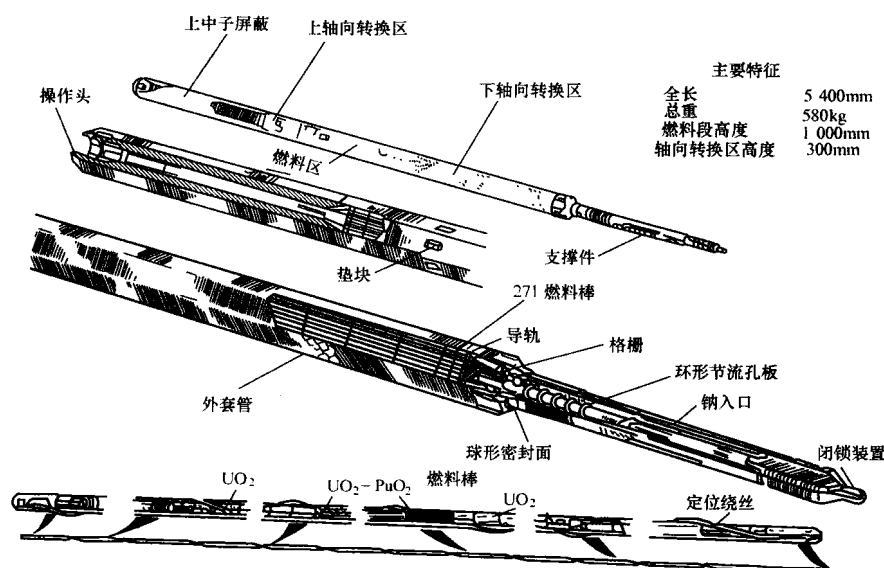


图 6.1-24 超凤凰快堆 (superphenix) 燃料组件

示是法国超凤凰快堆 (superphenix) 燃料组件结构示意图。

冷却剂钠由管脚上的冷却剂入口孔进入组件，经由燃料棒束带走裂变产生的热量。

(1) 燃料棒束。PWR 燃料棒采用正方形“疏松”栅排列，而 LMFBR 燃料棒按正三角形“密集”栅排列，这种排列方式大大减少了冷却剂体积份额，提高了功率密度。

(2) 燃料棒定位。LMFBR 燃料棒径向采用金属绕丝定位，即在燃料棒表面按一定的螺距缠绕金属丝，固定在燃料棒两端。轴向定位采用嵌镶方式，燃料棒嵌镶在格栅导轨上。

(3) 六角形外套管。按正三角形栅距排列组成的棒束，其外形是六角形棒束，所以其外套管必然是正六角形，外套管对边距取决于燃料棒束的大小，其壁厚取决于对边距、外套管内外冷却剂压力和材料力学性能。外套管的主要功能便于燃料操作和管理以及合理分配冷却剂流量。

(4) 上、下屏蔽件。其功能是屏蔽中子和 γ 射线，以减缓堆顶和下栅板的中子和 γ 射线辐射剂量，其材料为不锈钢或碳化硼。

(5) 操作头。操作头上有冷却剂出口，它的主要功能是供组件装、卸之用，其结构必须与换料机的抓钩相适应。

(6) 管脚。确定燃料组件在堆芯的位置，它既是冷却剂的入口和控制燃料组件的上、下漏流量，又是组件的节流装置和保证燃料组件插入正确位置的闭锁装置。

(7) 垫块。在燃料组件外表面的轴向有 1 组或 2 组垫块，其功能是维持组件间的间隙，以及当组件发生变形时不输入正反应性。

4.2.3 燃料棒结构

LMFBR 燃料棒是细长的封闭式结构，它主要由一根无缝不锈钢包壳管和圆柱形同种混合氧化物 (U, Pu) O_2 芯块堆垛的燃料柱构成。燃料柱位于棒内的中央段，在燃料柱的上、下各有一段贫化的 UO_2 芯块组成轴向转换区。在上轴向转换区上方，是压紧弹簧（定位器）。裂变气体储存腔，一般布置在下轴向转换区下方，也有布置在上轴向转换区的上方，也有两者兼之。在棒的两端是上、下端塞，构成了封闭式的燃料棒（见图 6.1-23）。

(1) 燃料柱。典型商用 LMFBR 燃料柱的总高度为 1m 左右，它是由许多结构相同、燃料成分相同的短燃料芯块堆垛而成。芯块的直径略小于包壳管内径，高度一般大于包壳

管内径。芯块两端面可以是蝶形，也可以是平坦面，前者可以调节芯块中心热膨胀，而后者有利于获得较大的负的多普勒系数和降低包壳可能出现的隆起，所以多数 LMFBR 选择平坦端面燃料芯块。芯块的密度一般为 85%~95% 理论密度。

(2) 包壳管。包壳是燃料棒的构件，它使燃料棒保持结构完整性，并且将燃料与冷却剂隔开，避免裂变产物进入一次冷却剂系统，所以包壳管是裂变产物的第一道屏障（也有把它称为裂变产物第二道屏障，燃料芯块为第一道屏障）。

确定包壳管厚度，应考虑棒内压力，热应力，芯块与包壳发生接触后的相互作用力，以及包壳内、外腐蚀对包壳厚度的影响。达到设计燃耗时，包壳承受的应力不得超

过包壳管材料在该温度下的许用应力。

(3) 转换区，又称增殖区。转换区材料一般为贫化的 UO_2 ，其密度可以与燃料芯块一样，也可高于燃料芯块密度。上、下转换区长度一般各为 300~400mm。在这里 ^{238}U 可转换为 ^{239}Pu ，随着反应堆运行，转换区中的 ^{239}Pu 含量不断增加，释热量也随之增加，在燃料棒热工设计中应予以注意。

(4) 压紧弹簧。用于调节燃料芯块和上、下转换区芯块的热膨胀和辐照肿胀，并且防止燃料组件在运输和操作中，燃料棒中的芯块上、下窜动而发生破裂。一般弹簧的压紧力为 $(4\sim5)g$ (g 为重力加速度)。

(5) 裂变气体腔。用于容纳在辐照期间产生并释放的气态裂变产物，避免燃料棒内的气体压力超过允许值（一般为 6~7MPa），气腔的容积取决于燃耗和温度，典型的 LMFBR 气腔的容积与燃料芯块的体积相等。

(6) 端塞。上、下端塞分别与包壳管焊接，形成封闭式燃料棒。燃料棒表面上的金属绕丝又分别固定在上、下端塞上。上端塞有一小孔，供燃料棒内抽空，注入 He 气，然后封焊。下端塞上有特殊的槽口，通过它将燃料棒镶嵌于栅板的导轨上。

(7) 绕丝。按一定的螺距缠绕在燃料棒表面，并固定在燃料棒上、下端塞上的金属丝，丝的直径略小于相邻的燃料棒之间的间隙。它的功能是维持相邻两棒的间隙，使冷却剂流道基本保持不变。

(8) 结合层介质。在燃料芯块与包壳之间的间隙内（具有一定的真空度）填充约一大气压的 He，以改善间隙的传热性能。

4.3 燃料组件运行性能

燃料组件的运行条件确定了燃料组件的运行性能，所以必须全面了解和认识运行条件对燃料组件性能产生哪些影响。

4.3.1 运行条件

(1) 温度高。燃料棒在正常运行的线功率 (450W/cm) 下，(U, Pu) O_2 燃料芯块中心温度可达 2600℃ 以上，包壳最高温度可达 700℃。

燃料在高温下发生晶粒长大、致密化（烧结）和裂变产

物的扩散等。包壳温度接近 700℃，材料的抗拉强度、屈服强度、延伸率和持久断裂强度等力学性能都会发生变化。

(2) 温度梯度高。燃料芯块中的温度梯度接近 10⁴℃/cm，在温度梯度的驱动下，闭合气孔从低温区向燃料棒中心高温区迁移；燃料的重要组分，如氧、钷以及裂变产物，从它们的初始浓度分布（一般是均匀的）发生重布。由温度梯度产生的热应力使燃料在高温区发生塑性变形或者开裂。

(3) 快中子注量高。一般为 (2~3) × 10²³ n/cm²，是热中子反应堆中的 100 倍左右，快中子注量是结构材料产生辐照损伤的主要原因，它使材料发生严重的硬化和脆化以及辐照肿胀和辐照蠕变。所以快堆中要保持部件完整性问题比热堆严重得多。

(4) 燃耗高。LMFBR 燃料的燃耗高于 100MWd/kg，高燃耗对燃料产生诸多效应，例如燃料热导率下降，燃料肿胀大，裂变气体释放率高等。同时高燃耗引起燃料与包壳发生较显著的相互作用——化学作用和机械作用。

(5) 冷却剂温度高。冷却剂钠出口温度可高达 600℃，高温下的钠会使均匀腐蚀（溶解腐蚀）和选择性侵蚀等加剧，这些效应影响包壳的有效厚度。

4.3.2 燃料棒温度分布

影响燃料棒使用性能的重要因素之一是温度效应，为了能很好地预计燃料棒的使用性能，必须了解燃料棒的温度分布。

4.3.2.1 温度场方程

LMFBR 燃料棒是细棒型圆柱体结构，在稳态工况运行条件下，如果忽略轴向和周向的传热，燃料芯块只沿径向传热，则得到一维传热平衡方程为

$$Q_v + \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\lambda_r r \frac{dT}{dr} \right) = 0 \quad (6.1-12)$$

式中：Q_v 为单位体积的释热量；r 为燃料芯快任一点的半径；λ_r 为燃料的热导率；T 为燃料的温度。

解方程 (6.1-12)，并利用边界条件，得到燃料芯块的温度分布，即

$$\int_{T_s}^{T(r)} \lambda_r(T) dT = \frac{q_l}{4\pi R_f^2} (R_f^2 - r^2) \quad (6.1-13)$$

式中：q_l 为线功率；T_s 为燃料芯块表面温度；T(r) 为燃料芯块半径 r 处的温度；R_f 为燃料芯块半径。

感兴趣的中心温度 T(0) 计算式为

$$\int_{T_s}^{T(0)} \lambda_r(T) dT = \frac{q_l}{4\pi} \quad (r=0) \quad (6.1-14)$$

4.3.2.2 燃料的积分热导

上节各式中的燃料热导率 λ_r 不是常数，它是温度、O/M 比和气孔率的函数。当燃料一定、即 O/M 比和气孔率不变时，燃料热导率只与温度有关。我们定义一个积分热导，用它来解稳态运行条件下的温度分布，尤其是燃料中心最高温度，将方程 (6.1-13) 左边写成

$$I = \int_{T_s}^{T(r)} \lambda_r(T) dT \quad (6.1-15)$$

式 (6.1-15) 右边叫做燃料的积分热导，由方程 (6.1-13) 可得到燃料芯块任一半径上的温度，图 6.1-25 给出了积分热导与温度的关系，由该图十分方便获得燃料中心最高温度。值得注意的是：在画制 $\int_{T_s}^{T(r)} \lambda_r(T) dT$ 与 T 的曲线时，

方程 (6.1-15) 积分下限 T_s（燃料芯块表面温度）应低于设计温度，否则在曲线上找不到所设计的燃料表面温度。

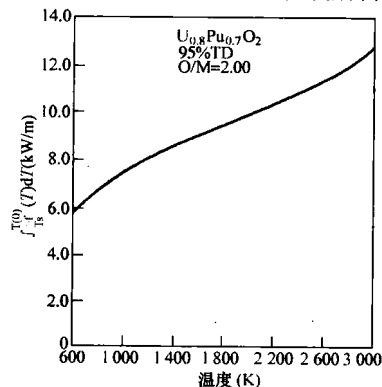


图 6.1-25 混合氧化物燃料 (80%U-20%Pu) 的积分热导率数据

4.3.2.3 燃料表面温度

若 T_s 是燃料芯块外表面温度，则有

$$T_s = T_{ic} + \frac{q_l}{2\pi h_g R_f} \quad (6.1-16)$$

式中：T_{ic} 为包壳内表面温度；h_g 为燃料与包壳之间的间隙热导。

4.3.2.4 燃料与包壳之间的间隙热导

间隙热导 h_g 由下三项组成

$$h_g = h_c + h_R + h_c \quad (6.1-17)$$

式中：h_c 为接触热导（即使间隙闭合，间隙热导也不为零）；h_R 为辐射热导；h_c 为导热引起的热导，用气体介质的热导率函数表达，与气体介质的组分有关。

接触热导计算式为

$$h_c = \frac{\lambda_m P}{a_0 \sqrt{RH}} \quad (6.1-18)$$

式中：λ_m 为接触热导率（是包壳热导率和燃料热导率的函数）；P 为接触压力；a₀ 为与包壳和燃料有关的常数；R 为接触表面粗糙度；H 为包壳或燃料中最软固体的平均硬度。

辐射热导计算式为

$$h_R = \frac{\sigma}{\frac{1}{\epsilon_f} + \frac{1}{\epsilon_c} - 1} \frac{T_s^4 - T_{ic}^4}{(T_s - T_{ic})} \quad (6.1-19)$$

式中：ε_f 为燃料的辐射功率；ε_c 为包壳的辐射功率；σ 为斯蒂芬-玻耳兹曼常数。

导热引起的热导计算式为

$$h_c = \frac{\lambda_{gas}}{g} \frac{T_s^n - T_{ic}^n}{n(T_s - T_{ic})} \quad (6.1-20)$$

式中：λ_{gas} 为燃料与包壳之间间隙的气态混合物的热导率（是混合气体成分的函数）；g 为燃料与包壳之间的间隙；n 为取 1.79（按 Kampf-Katsten 定律计算）。

4.3.2.5 燃料与包壳之间的间隙热导实验值

式 (6.1-17) 中间隙热导 h_g 求解是很复杂的，它受诸多参数的影响，而且有些参数不确定性很大，这种分析法预计间隙热导不理想。所以寻求用实验的方法来确定间隙热导，当燃耗大于 20MWd/kg，初始间隙完全闭合，间隙热导 h_g 趋于稳定，可取一个常数，一般为 0.5~1.0W/(cm²·K)。

4.3.2.6 包壳的径向温度分布

如果忽略包壳内的释热率，在稳定运行条件下导热方程为

$$\frac{dT^2}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} = 0 \tag{6.1-21}$$

解方程 (6.1-21) 并利用边界条件得到包壳径向温度分布和内、外表面温差，即

$$T(r) = T_{ec} + \frac{q_l}{2\pi\lambda_c} \ln\left(\frac{r_{ec}}{r}\right) \tag{6.1-22}$$

$$\Delta T = T_{ic} - T_{ec} = \frac{q_l}{2\pi\lambda_c} \ln\left(\frac{r_{ec}}{r_{ic}}\right) \tag{6.1-23}$$

式中： T_{ec} 为包壳表面温度； r_{ec} 为包壳外径； r_{ic} 为包壳内径； λ_c 为包壳热导率（假定为常数）。

4.3.3 燃料重结构

4.3.3.1 重结构现象

快中子堆中，在功率运行期间，燃料棒内有很高的温度和陡峭的径向温度梯度，会使燃料形态发生很大变化。图 6.1-26 所示为一根混合氧化物燃料棒横截面的照片。这根燃料棒在线功率 560W/cm 的条件下辐照，燃烧达到 27MWd/kg。虽然开始时燃料芯块是实心的，但是辐照使它在中心形成一个相当大的空洞。这个空洞是由原始燃料中的气孔（这张照片对应的燃料密度为 83% 理论密度）向中心迁移而形成的。该图中的中心空洞直径为 1.9mm，等于燃料芯块直径的 30%。由于 LMFBR 燃料芯块在堆内高温和高温度梯度下运行，使燃料中气孔热侧面上的氧化物蒸发，而在气孔冷侧面上凝结。这个过程称作蒸发—凝结现象。这一过程使气孔向中心迁移，而氧化物燃料向外围迁移。这种迁移的动力学不仅取决于燃料芯块温度梯度大小，而且还取决于温度高低。这种现象使原来存在氧化物燃料内的大部分气体被释放，芯块形态和微观结构发生重大变化，由于气孔向中心迁移，初始为实心的燃料芯块中央出现了一个空洞。

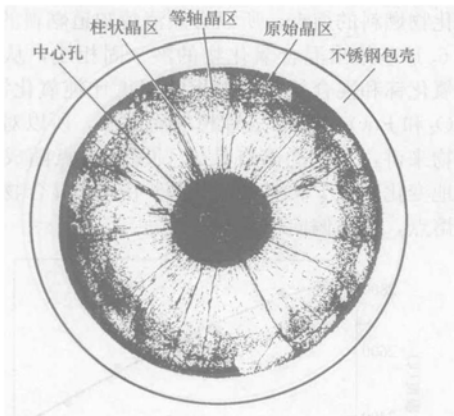


图 6.1-26 (U,Pu)O₂ 燃料棒辐照到
燃烧 2.7at% 断面金相图

与空洞直接相邻的是一个组织很致密的区域，其特征是粗大的柱状晶粒。这些晶粒之间的边界是一些很细的径向条纹，它们终止在空洞的边上。从中心空洞一直扩展到包壳的粗黑线是一些裂纹，它们很可能是在燃料从运行温度冷却过程中形成的。这些裂纹可能在燃料使用寿命的大部分时间内都不存在。柱状晶粒燃料的径向边界是加工状态燃料中的气孔的痕迹，或者是裂变气体的气泡沿温度梯度向高温迁移时所形成的痕迹。假若将完全密实的燃料装在燃料—包壳间没有间隙的包壳中进行辐照，那么在包壳发生辐照肿胀而燃料棒变粗之前是不会形成柱状晶粒和中心孔的。

在柱状晶粒区域的外面是一层大的等轴晶粒区域，它的

晶粒比加工状态的原始晶粒尺寸大许多倍。在此区域里，重要的参数是温度，而不是温度梯度。这种晶粒长大的现象既不是反应堆中燃料元件的燃料所特有的，也不是燃料暴露在核辐射环境中才会发生的。对于许多陶瓷材料来讲，只要在高温下保持适当长的时间后，便能观察到这种现象。

在等轴晶粒区的外面，一直延伸到靠近包壳的区域是一个具有原始显微组织的燃料环。在这个环形区中，因为温度太低，所以燃料没有发生可以观察到的任何重结构。

为了对经过重结构后的燃料进行热学分析，我们将燃料芯块分成三个环形区，如图 6.1-27 所示。实际上对重结构后的几个区域间的边界通常采用特征温度来标记。因此，假设 $r = r_1$ 所对应的温度为 T_1 ，当温度低于 T_1 时就不会形成柱状晶粒。同样，假设 $r = r_2$ 所对应的温度为 T_2 ，只有高于或等于 T_2 才使材料发生一定的晶粒长大（在 $r_0 < r < r_1$ 的区域里同样也会发生等轴晶粒长大，但这个效应被柱状晶粒的生长掩盖了）。此外，柱状晶粒和等轴晶粒的生长区（1 和 2 区）都用一定的密度来标记，这两个密度与加工状态燃料的初始密度无关。表 6.1-20 给出了不同实验室所得到的燃料在重结构后的各个区域间的边界上的温度和它们的密度。

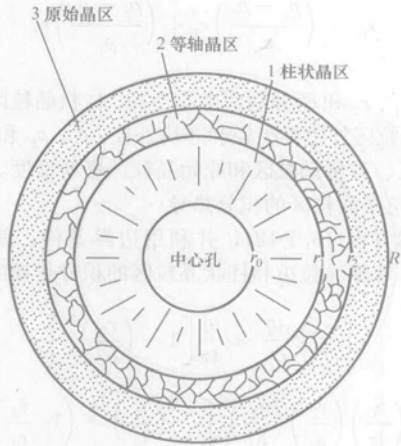


图 6.1-27 燃料棒重结构区

表 6.1-20 柱状晶粒和等轴晶粒区的特征参数

实 验 室	柱状晶粒区		等轴晶粒区	
	T_1 (℃)	ρ_1/ρ_s (%)	T_2 (℃)	ρ_2/ρ_s (%)
原子国际 (Atoms International)	1800	98	1600	95
通用电气公司 (General Electric)	2150	99	1650	97
卡尔斯鲁厄核子研究中心 (Kernforschungs Zentrum Karlsruhe)	1700	95	1300	加工 状态
西屋公司 (Westinghouse)	2000	99	1600	97

柱状晶粒区的密度估计是同样温度下密实燃料密度（理论密度 ρ_s ）的 95% 到 99%。在适当的温度梯度下，能够形成这种组织的温度估计为 1700~2150℃。等轴晶粒区所对应的密度和温度比柱状晶粒区的都低。然而，还不能肯定在等轴晶粒区里是否能发生任何密实的过程；存在这个区域里的气孔只能发生简单的聚集改变形状。

表 6.1-20 中的数据意味着各个区域的边界处的温度和边界位置 r_1 和 r_2 都与辐照时间无关。这只是个近似假设，实际上重结构过程所包含的一些现象并不是静态，而是动态

的过程。下面给出两种晶粒区边界温度随时间的关系。

等轴晶粒区的外边界温度为

$$T_{eq} = \frac{62\,000}{2.3 \log_{10} t + 26} \quad (6.1-24)$$

柱状晶粒区的外边界温度为

$$T_{col} = \frac{68\,400}{2.3 \lg t + 28} \quad (6.1-25)$$

式中: t 为辐照时间, h; T 为热力学温度, K。

由方程 (6.1-24) 得到的等轴温度, 在 1h 时比柱状温度低 58K, 即使在 10 000h 时, 这个差别也不到 78K。

4.3.3.2 中心孔径大小

假设燃料在重结构过程中没有发生轴向迁移, 那么中心孔半径与重结构各个区域间的边界半径有一个质量平衡的关系, 因此, 可得到:

$$\pi R_f^2 \rho_3 = \pi(r_1^2 - r_0^2) \rho_1 + \pi(r_2^2 - r_1^2) \rho_2 + \pi(R_f^2 - r_2^2) \rho_3 \quad (6.1-26)$$

将上式化简后得中心孔半径:

$$r_0^2 = \left(\frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1} \right) r_1^2 + \left(\frac{\rho_2 - \rho_3}{\rho_1} \right) r_2^2 \quad (6.1-27)$$

式中: r_0 、 r_1 、 r_2 和 R_f 分别为中心半径、柱状晶粒区外边界半径、等轴晶粒区外边界半径和芯块外径。 ρ_1 、 ρ_2 和 ρ_3 分别为柱状晶粒区、等轴晶粒区和原始晶粒区燃料密度。

4.3.3.3 三个晶粒区的积分热导

通过解方程 (6.1-12), 并利用边界条件, 就可得到原始晶粒区、等轴晶粒区和柱状晶粒区的积分热导的表达式为

$$\int_{T_s}^{T_2} \lambda_3 \frac{dT}{dr} = \frac{q_l}{4\pi} \left[1 - \left(\frac{r_2}{R_f} \right)^2 \right] \quad (6.1-28)$$

$$\int_{T_2}^{T_1} \lambda_2 \frac{dT}{dr} = \left(\frac{q_l}{4\pi} \right) \left(\frac{\rho_2}{\rho_3} \right) \left(\frac{r_2}{R_f} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{r_1}{r_2} \right)^2 - \left(1 - \frac{\rho_3}{\rho_2} \right) b \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2 \right] \quad (6.1-29)$$

$$\int_{T_1}^{T_0} \lambda_1 \frac{dT}{dr} = \left(\frac{q_l}{4\pi} \right) \left(\frac{\rho_1}{\rho_3} \right) \left(\frac{r_1}{R_f} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{r_0}{r_1} \right)^2 - \left(\frac{r_0}{r_1} \right)^2 b \left(\frac{r_1}{r_0} \right)^2 \right] \quad (6.1-30)$$

4.3.4 燃料辐照效应

4.3.4.1 燃料组分重布

燃料受到辐照, 并在高温度和高温梯度驱使下, 燃料的主要元素氧和铀以及裂变产物沿径向迁移, 发生重新分布。

(1) 氧的径向迁移。这种迁移除了与燃料的初始态的 O/M 比, Pu 含量和氧化学位有关外, 主要取决于燃料温度和温度梯度。混合氧化物燃料结构初始态为亚化学计量, O/M 比一般在 1.97~1.99 之间, 各组分在燃料中是均匀分布的。当有径向温度梯度时, 成分均匀的燃料相平衡的氧分压就会发生变化, 温度梯度造成的气相和固相中存在着氧分压梯度。因此氧会通过气相或固相扩散沿温度梯度移动, 温度高的燃料中氧分压也高。例如氧的扩散是输送这种元素唯一途径, 可以预料, 经过一定时间之后, 氧应该从燃料中氧分压高的中央向燃料中氧分压低的周边区迁移, 从而燃料表面区的 O/M 比应高于燃料中央区。

(2) 铀的迁移。快堆燃料采用亚化学计量的混合氧化

物, 在承受径向温度梯度的作用下, 铀会通过热扩散机理沿温度梯度向高温区迁移。因此燃料中央区 (高温区) 的铀浓度比边缘区高。

如果初始燃料中的铀含量为 20%, 均匀分布, 铀的重分布过程使中心孔边缘附近的铀含量增加到 30% 左右, 由于重布过程中铀并未损失, 所以燃料外围区的铀含量会减少。在线功率不变条件下, 燃料中央区的易裂变物质浓度增加可使中央区的温度升高, 这是因为与铀均匀分布的燃料相比, 热源远离冷却剂, 相当于热阻加大。根据计算, 在这种情况下, 铀的重布所造成的热运行性能的额外负担约为 130W/cm。这样, 要保持中心温度不变, 许用线功率降低 130W/cm, 这意味着燃料热运行性能几乎降低了 15% 左右。

(3) 裂变产物迁移。裂变产物在燃料陡峭的温度梯度作用下会发生迁移, 离开产生地, 裂变产物迁移大大地改变氧在燃料中的化学位的分布。裂变产物铯 (Cs) 的迁移特别引起关注, 这种裂变产物对燃料棒包壳有较大影响。在挥发性裂变产物中铯的挥发性最小, 而化学活性最大。铯的产额又高, 每次裂变的产额约为 0.18~0.2 个原子。在热燃料区产生的铯, 通过温度梯度向冷燃料区迁移, 最后凝聚在燃料表面上。由于铯化学性活泼, 与氧反应, 形成 Cs_2O , 这种化合物一方面对包壳产生腐蚀作用, 另一方面还与燃料作用, 形成铯酸铀或铯酸钚固体产物, 会使燃料肿胀, 可能对包壳产生较大的作用力。

4.3.4.2 燃料热性能变化

这里只讨论影响燃料性能的两个重要参数, 即燃料熔点和热导率。前者主要受燃料及其氧化物燃料成分的影响, 而后者主要受温度、O/M 比和气孔率的影响。

(1) 燃料熔点。为了改善 LMFBR 的经济性, 应尽可能提高燃料棒线功率, 但从方程式 (6.1-14) 可知, 限制线功率是氧化物燃料的熔点, 所以必须清楚知道燃料的熔点。

图 6.1-28 给出混合氧化物的液—固相线, 从图上可看出: 纯氧化铀和混合氧化物的熔化温度比纯氧化钚要低些; 因为 UO_2 和 PuO_2 几乎形成理想的固溶体, 所以对不同成分的混合物来讲, 它们的熔点从纯 UO_2 的熔点随成分的变化而平滑地变化到纯 PuO_2 熔点。设计中常取混合物的固相线温度为熔点, 这样偏向于保守。

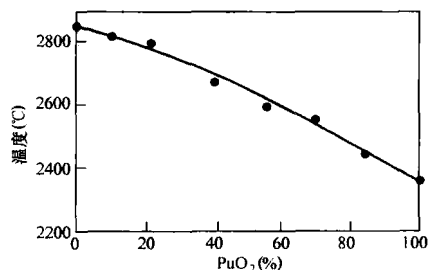
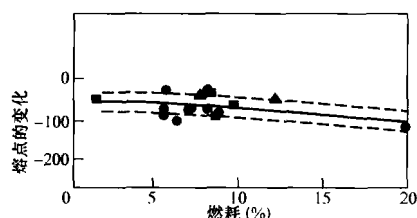


图 6.1-28 混合铀—钚氧化物的熔点

混合氧化物燃料熔化时, 密度显著降低, 其值为 $9.56g/cm^3$ 左右, 由于密度降低, 体积增加, 会引起燃料棒的破坏。所以它是反应堆运行中十分关心的问题。

燃耗对 (U, Pu) O_2 熔点下降示于图 6.1-29。这是由于辐照产生的裂变产物的影响, 裂变产物可以看成是燃料中的杂质, 熔点随燃耗按线性规律下降, 下降率约为 $5^\circ C/at\%$ 。

(2) 燃料热导率。燃料热导率决定许多运行条件, 特别是它的最高温度, 所以特别重视。从 20 世纪 50 年代后期到

图 6.1-29 燃耗对 (U, Pu) O₂ 熔点的影响

70年代早期,对它的研究工作投入巨大。当时氧化物燃料刚开始发展,对影响热导率的每个参数进行了广泛研究,根据发表的 (U_{0.8}, Pu_{0.2}) O_{2-ξ} 的数据,得到亚化学计量的燃料热导率公式为

$$\lambda_f(T) = (0.037 + 3.33\xi + 2.37 \times 10^{-4})^{-1} + 78.9 \times 10^{-12} T^3 \quad (6.1-31)$$

式中: T 为温度, K; ξ 为偏离化学计量的值。

方程式 (6.1-31) 的热导率是理论密度下的 (U_{0.8}, Pu_{0.2}) O_{2-ξ} 的热导率,烧结的燃料芯块密度一般为 85%~95% 理论密度,这意味着燃料芯块中有 5%~15% 的气孔率,气孔降低燃料的热导率。气孔对燃料热导率的影响由下式修正:

$$\lambda_f^p = \lambda_f(1 - C_1 P), P \leq 0.1 \quad (6.1-32)$$

$$\lambda_f^p = \lambda_f \frac{1-P}{(1-C_2 P)}, 0.1 < P \leq 0.2 \quad (6.1-33)$$

$$C_1 = 2.5, C_2 = 2$$

式中: P 为燃料芯块的气孔率; λ_f 为 100% 理论密度燃料芯块的热导率 [方程 (6.1-31) 的 λ_f]; λ_f^p 为气孔率为 P 的燃料的热导率。

4.3.4.3 裂变气体释放

表 6.1-21 所示为每次裂变所产生的的稳定的或长寿命 Kr 和 Xe 的各种同位素的累积产额。其中多数不是裂变时直接产生的,而是通过 β 衰变链的最终产物。因为只有稳定的和寿命非常长的同位素对燃料肿胀和气体释放才是重要的。这两种稳定的同位素的产额可以认为与辐照时间无关。所以计算这两种稳定同位素的总累积产额等于每次裂变产额乘以总裂变次数。

表 6.1-21 Kr 和 Xe 稳定的同位素的裂变产额

同位素	半衰期	裂变产额 (原子/每次裂变)
⁸³ Kr	稳定	0.005
⁸⁴ Kr	稳定	0.010
⁸⁵ Kr	10.3 年	0.003
⁸⁶ Kr	稳定	0.020
总计	/	0.038
¹³¹ Xe	稳定	0.029
¹³² Xe	稳定	0.043
¹³⁴ Xe	稳定	0.080
¹³⁶ Xe	稳定	0.064
总计	/	0.216

由表 6.1-21 得到每次裂变 Kr 的总产生额为 0.038 个原子,而 Xe 为 0.216 个原子。所以每次裂变约产生 0.25 个气体原子 (Kr 和 Xe)。

应该指出:每次裂变产生 Kr 和 Xe 的总产额随易裂变原子和中子能谱 (快堆还是热堆) 的不同会略有差异。

裂变产生的 Kr 和 Xe 单个原子溶解于燃料之中,由于溶解能力很低,很快地就达到饱和,并析出原子,形成气泡。这些原子是通过热扩散进入气泡的,但气体原子也可能离开气泡;如果裂变是在气泡附近发生,可能有裂变碎片进入该气泡,裂变碎片的动能可能大于 100MeV。如果它与气泡中的气体原子相互碰撞,很容易把足够能量传递给气体原子,离开气泡重新回到附近的燃料晶体中去。实际上,气体原子从气泡中被打出来而溶解于燃料。

气泡的大小和增长速率取决于它获得或失去气体原子的速率。气泡在一个晶粒内的增大是通过气泡的扩散和气泡经过该晶粒时带走气体原子或气泡进行的,而一个晶粒内失去气泡是通过再溶解过程。

随着晶粒界面气泡的长大,它们相互连接起来。最终由于气体逸出燃料而形成通道。按此方式气体释放率取决于燃耗和温度。近似估计燃料温度超过 1800℃ 时,产生的裂变气体几乎全部释放,在 1800~1400℃ 时直接释放率为 50%,而温度低于 1400℃ 时释放率为 30%。随燃耗增加,气体释放率增加。由于燃料工作温度高,在 LMFBR 燃料元件设计中,考虑燃料棒内因裂变气体建立的压力时,通常假设所产生的 Kr 和 Xe 为气体,且全部释放。这样在计算包壳上受到的内压引起的应力偏大,有利于安全。

鉴于裂变气体迁移理论模型尚未完善,因此在设计中常常采用经验公式计算裂变气体释放率。把燃料芯块按温度分成几个同心环区,分别计算每个环区稳定状态下裂变气体的释放率 f 的情况为

$$\begin{aligned} f &= 0.98 & T > 1800^\circ\text{C} \\ f &= 0.50 & 1400^\circ\text{C} < T < 1800^\circ\text{C} \\ f &= 0.3 & T < 1400^\circ\text{C} \end{aligned} \quad (6.1-34)$$

Ukai 等人在 Rapsodie 堆上辐照了 (U, Pu) O₂ 燃料棒,燃耗为 65~78GWd/t,得到了燃料发生重结构区和未发生重结构区裂变气体释放份额的经验公式分别为:

$$f_g = 1 - 1.94 \left[1 - \exp \left(-\frac{B}{2.5} \right) \right] \left(\frac{2.5}{B} \right) \quad (6.1-35)$$

$$f_u = 1 - \left[1 - \exp \left(-\frac{B-52.9}{10.35} \right) \right] \left(\frac{10.35}{B-52.9} \right) \quad (6.1-36)$$

式中: f_g 为重结构区的裂变气体释放份额; f_u 为未重结构区的裂变气体释放份额; B 为燃耗, GWd/t (U+Pu)。

4.3.4.4 燃料辐照肿胀

混合氧化物燃料中的易裂变元素在快中子能谱下发生一次裂变,各自产生的裂变产物的元素列入表 6.1-22。表中列入裂变产物产额大于 1% 的所有元素。

一次裂变消耗一个重原子 (Pu 和 U) 产生两个新的裂变产物原子。在这些原子中,大部分裂变产物是固态的,它们以间隙原子留在燃料的晶体内,呈固相杂质存在,引起燃料肿胀。有一部分裂变产物是气态或挥发性的,其中大部分从燃料中释放出来,不会造成燃料肿胀。而其中一小部分以气态形式留在燃料内,在燃料晶体内或晶界上以小气泡形式存在,如图 6.1-30 所示,它们也会引起燃料肿胀。

表 6.1-22 一次裂变产生的裂变产物

化学族组	²³⁵ U	²³⁹ Pu
Zr+Nb	0.298	0.204
Y+稀土 ^①	0.534	0.471
Ba+Sr	0.149	0.096
Mo	0.240	0.203
Ru+Tc+Rh+Pd	0.263	0.516
Cs+Rb	0.226	0.189
I+Te	0.012	0.070
Xe+Kr	0.251	0.248

① 稀土包括镧(La)、铈(Ce)、镨(Pr)、钕(Nd)、钷(Pm)、钐(Sm)、铕(Eu)和钆(Gd)。

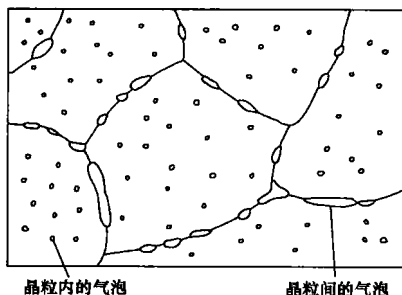


图 6.1-30 在燃料基体内裂变产物气泡分布示意图

固相和液相的各种原子大小基本上相等,即占有相同的体积(约为 10^{-29}m^3),所以原子数目的增加意味着体积肿胀。考虑固态和液态裂变产物的总效应使固体燃料的体积增加 0.8B 左右,其中 B 为原子百分燃耗。

Olander 对裂变产物形成的化合物或裂变产物原子与混合物氧化物原子大小进行比较,得到固体裂变产物引起的肿胀:

$$\left(\frac{\Delta V}{V}\right)_g = \left(\sum_k Y_i \frac{V_i}{V_u} - 1\right) B \quad (6.1-37)$$

$$\left(\frac{\Delta V}{V}\right) = \frac{V - V_0}{V_0}$$

式中: Y_i 为表 6.1-22 的单体产额; V_u 为 UO_2 或 PuO_2 的体积; V_i 为单体产额 Y_i 的化合物的体积; B 为百分比原子燃耗。

各类固体裂变产物引起的肿胀列入表 6.1-23,该表中的数据来自纯二氧化铀燃料,混合氧化物与二氧化铀的肿胀基本相同。

表 6.1-23 固体裂变产物引起的肿胀

裂变产物组	Y_i ^①	V_i/V_u ^②	$Y_i V_i/V_u$
Nb+可溶性的 Zr ^③	0.149		
Y+稀土元素	0.534		
总的可溶性裂变产物	0.683	1.00	0.683
Mo	0.240		
Ru+Tc+Rh+Ba	0.263		
总的金属夹杂	0.503	0.36	0.181
Ba+Sr (以锆酸盐形式)	0.149	1.74	0.258
Cs+Rb+I+Te	0.238	0.76	0.181
其他裂变产物	0.027	0.76	0.021
总计			1.324

① Y_i 取自表 6.1-22。

② $V_u = 40.93 \times 10^{-30} \text{m}^3/\text{分子}$ 。

③ 从总的锆产额中扣除碱土氧化物相中锆酸盐的份额后,剩余的锆就是可溶性锆。

将表 6.1-23 中的各数值代入式 (6.1-37),求得每百分比原子燃耗的氧化物燃料的固体裂变产物肿胀为 0.32% (考虑到不确定的诸因素,估计由固体裂变产物每百分比原

子燃耗的肿胀在 0.15%~0.45%之间)。对于欠化学计量的混合氧化物,每百分比原子燃耗的肿胀约为 0.2%。

由于计算固体裂变产物肿胀有诸多不确定因素,虽然估计每原子百分燃耗的肿胀在 0.15%~0.45%之间,但也有更为保守的估算燃料体积平均肿胀为 $1.0\% \frac{\Delta V}{V} / \text{at}\%$ 。

4.3.5 包壳辐照性能

奥氏体不锈钢的辐照效应是晶格点阵原子受高能快中子长期辐照引起的物理和机械特性的显著变化。

一个高能中子与一个静止的点阵原子的一次碰撞中,将几十到几百 keV 的能量传递给点阵原子。这样大的能量比原子在点阵位置的结合能大得多,因而被撞击的原子必然会发生位移。首先被入射粒子(中子)撞击并位移的原子叫作初级碰撞原子(PKA)。由于一个初级碰撞原子具有相当大的动能,又去撞击静止的点阵原子,并且产生位移。照此继续下去,会发生一串级的原子位移。当撞击粒子的能量不足以再引起原子位移时,将其大部分能量传递给靶核,以振动能的形式传递给它周围,转为热能。

原子由晶格位置上被击出后,就在原来正常的平稳位置上留下一个空位,被击出的原子只好停留在平稳位置之间的非平稳晶间位置上。这种原子称为间隙原子。间隙原子和空位成对出现,被称作一个弗伦克尔(Frenkel)对,或弗伦克尔缺陷。

由于空位和间隙原子在固体内作随机运动,如果间隙原子恰好填补了一个相邻的晶格空位,则两者互相湮没。如果间隙原子之间相互聚集形成二维的间隙原子环,继而在固体内产生位错环;另一方面空位之间相互聚集形成二维的空位环,继而形成位错环或者三维空洞。间隙原子与空位的这种行为使堆内金属材料经过长期辐照产生的主要辐照效应有:材料的硬化、脆化、辐照肿胀和辐照蠕变。

4.3.5.1 辐照损伤剂量

前面已说过,当静止的点阵原子获得撞击粒子的能量不大于原子结合能时,不会引起原子位移。将这个结合能称作原子位移阈能,用 E_d 表示。对于多数金属, E_d 值为 25~30eV。铁原子可取 25eV。如果点阵原子被粒子撞击时获得的能量大于 E_d ,就会发生位移,否则只能在原位上振动并转为热能。衡量材料辐照损伤最主要的参数是部件在堆内工作期间所受到的中子辐照剂量大小,用每个原子离开它的点阵位的次数 dpa(displacement per atom)表示,也可用快中子注量表示,不过前者更为科学。

一个高能快中子与不锈钢材料中晶格上一个静止的原子发生一次碰撞中,传递给原子的最大能量遵守式 (6.1-38),即

$$T = \Lambda E_n \quad (6.1-38a)$$

$$\Lambda = \frac{4A}{(1+A)^2} \quad (6.1-38b)$$

式中: T 为被撞击原子获得的最大能量(平均能量为 $\frac{T}{2}$); Λ 为能量传递系数; A 为晶格点阵原子质量, E_n 为中子的能量。

原子位移公式的导出较繁,这里只给出工程设计中使用的近似计算式,单位时间内、单位体积中的点阵原子位移率 $R_d[\text{dpa}/(\text{cm}^3 \cdot \text{s})]$ 为

$$R_d = N \sigma_s \left[\frac{\Lambda \bar{E}_n}{4E_d} \right] \phi(\bar{E}_n) \quad (6.1-39)$$

式中: N 为单位体积的原子数, at/cm^3 ; σ_s 为弹性散射截

面, $\text{bar}(10^{-24} \text{ cm}^2)$; Λ 为能量传递系数, [见方程 (6.1-38)]; \bar{E}_n 为中子平均能量, eV; E_d 为原子位移阈值, eV; $\phi(\bar{E}_n)$ 为平均能量为 \bar{E}_n 的中子注量率, $\text{n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。

由式 (6.1-39) 得到寿期末每个原子位移数 (dpa) 为

$$dpa = \sigma_s \left[\frac{\Lambda \bar{E}_n}{4E_d} \right] \phi(\bar{E}_n) t \quad (6.1-40)$$

式中: t 为部件在 $\phi(\bar{E}_n)$ 下的运行时间, s。

4.3.5.2 辐照硬化和脆化

当不锈钢包壳受到快中子辐照时, 由于原子位移产生的间隙原子和空位形成了许多位错环, 使包壳材料显著硬化, 这种效应称作辐照硬化。它提高了材料的屈服强度和极限拉伸强度。辐照硬化效应强烈依赖于辐照温度。如果包壳温度足够高, 那么就会明显地出现退火效应, 从而减缓了辐照硬化效应。例如 316S·S 在 540℃ 时, 辐照硬化效应十分显著, 而在 760~820℃ 时, 热退火则会消失大部分的硬化效应。

同样, 由于不锈钢包壳材料受到快中子辐照产生的原子位移, 导致包壳材料的延性降低, 这一现象称作辐照脆化, 它是限制快堆燃料元件性能的主要潜在因素之一。

引起包壳材料脆化的另一因素是在辐照过程中产生 He。He 是 (n, α) 反应产物。金属基体内存在 He, 引起材料脆化。与原子位移损伤相比, 由 He 引起的脆化对包壳有更大危害。位移损伤能使包壳强度增加, 这对延性损失还是一种补偿, 而 He 脆化可以在晶粒边界过早造成损害, 同时降低包壳材料的强度和延性。奥氏体钢在 500℃ 以下, 不会在晶粒边界处发生破坏, 这时对 He 脆化不敏感。然而高于这个温度便会发生严重脆化, 这是由于应力引起 He 气泡在晶粒边界上生长的结果。这些气泡最后连成一片而导致晶间断裂。与未辐照的延伸率相比, 其程度要降低到 50%, 延伸率甚至小于 0.1%。

4.3.5.3 辐照肿胀

1967 年前, 研究包壳材料的辐照效应主要是硬化和脆化效应。1967 年在 DFR 堆上发现, 奥氏体不锈钢辐照到较高中子注量时会产生显著的肿胀, 这对快堆运行的影响极为重要, 它限制燃料组件的寿命, 从而影响反应堆的经济性。从此后, 发展快堆的各国把堆芯结构材料的研究重点放在包壳和六角外套管的辐照空洞肿胀。

空洞肿胀是材料受到高能中子辐照引起点阵原子发生位移, 产生了空位和间隙原子偏聚即轻度失配所引起的。间隙原子形成由位错环包围着的额外原子的部分平面, 引起固体肿胀。空位通常形成含有失去原子平面的位错环, 它正好与这一固体肿胀相抵消, 如果是这样, 不会产生辐照肿胀。但是空位也能偏聚进入三维的间隙原子群或空洞中, 没有相应的点阵收缩, 因而不能抵消间隙原子的膨胀, 结果产生净的体积增加。

大多数金属在它们绝对温标熔化温度的 0.3~0.55 的温度范围内容易发生这种肿胀机制。大量的研究工作说明, 出现空洞肿胀必须满足下列四个条件:

(1) 间隙原子和空位在固体中必须容易运动。在金属中, 即使在低温下, 间隙原子也总是容易运动的, 但是, 只有在相当高的温度下, 空位才变得容易运动。因为那些不动的空位常常被运动的间隙原子云所湮没, 所以, 空洞肿胀不能出现。

(2) 除了由于复合而消失外, 点缺陷必须有可能移到由固体中的结构缺陷所提供的阱内。而且许多间隙原子必须有

序地排列在一个阱内, 从而使空位数目过剩。这样空洞结构才能得以存在。

(3) 空位必须足够大, 且过饱和, 使得空洞和位错环能成核, 并且不断生长。当温度足够高时, 在空洞表面的空位热平衡浓度可以与基体内的空位浓度相差无几, 空洞内热发射空位的速率和辐照产生的空位从固体内部到达空洞的速率一样大, 因此, 在高温下空洞的成核和长大就停止了。图 6.1-31 说明冷加工为 20% 的 316S·S 在 350~700℃ 范围内才会发生空洞肿胀。316S·S 最大的肿胀出现在 550℃ 左右。

(4) 必须有微量的不溶解气体存在, 以便使初期的空洞稳定, 并且防止它们的破裂。辐照过程中的 (n, α) 反应产生的 He, 起到稳定空洞的作用。但是要求产生足够数量的 He, 需要有一个所谓的“孕育期”, 或称“肿胀阈”, 所以, 导致空洞肿胀中子注量或损伤剂量 (dpa) 有一个阈值。或者说, 导致空洞肿胀的原子位移数有一个阈值, 只有大于那个阈值后, 材料才会出现空洞肿胀。应该指出: 不同的材料有不同的阈值。

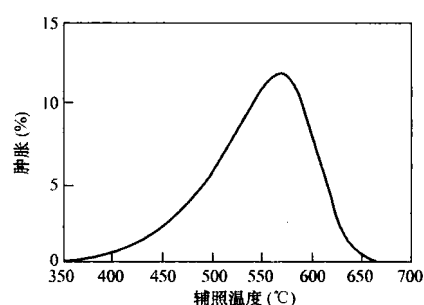


图 6.1-31 温度对空洞肿胀的影响
(材料为 20% C. W. R 316 s. s., 中子注量为 $1 \times 10^{22} \text{ n}/\text{cm}^2$)

计算包壳辐照肿胀的公式很多, 早期描述的是肿胀与中子注量的关系, 后来采用肿胀与损伤剂量 (原子位移 dpa) 的关系, 下面只介绍两个典型的计算公式。

普遍应用的无应力空洞肿胀的公式为

$$\frac{\Delta V}{V} = 0.01R \left\{ \phi t + \frac{1}{\alpha} \ln \left\{ \frac{1 + \exp[\alpha(\tau - \phi t)]}{1 + \exp(\alpha\tau)} \right\} \right\} \quad (6.1-41)$$

式中: ΔV 为试样体积增量; V 为试样初始体积; R 为肿胀率参数, % ($10^{22} \text{ n}/\text{cm}^2$); ϕt 为中子注量, $10^{22} \text{ n}/\text{cm}^2$; α 为速率参数, $(10^{22} \text{ n}/\text{cm}^2)^{-1}$; τ 为孕育期参数, $10^{22} \text{ n}/\text{cm}^2$ 。

应该指出, 式 (6.1-41) 中, 空洞肿胀所涉及的中子注量都是相对于能量大于 0.1 MeV 的快中子而言的。

尽管有关参数的实际值是随基本数据的增加而有所改变的, 但是 20% 冷加工的 316 型不锈钢却有一套始终如一的有效数据。式 (6.1-41) 中具体数据和表达式为

$$\alpha = 0.75$$

$$R = \exp(0.497 + 0.795\beta - 0.948\beta^2 + 0.908\beta^3 - 1.49\beta^4) + 1.3 \exp[-8(\beta - 1.35)^2]$$

$$\tau = 6.58 - 0.566\beta \quad T < 575^\circ\text{C}$$

$$\tau = 4.3105 + 2.46\beta \quad T \geq 575^\circ\text{C}$$

$$\beta = (T - 500)/100$$

这里的 T 是温度, 以 $^\circ\text{C}$ 为单位。

式 (6.1-41) 描述包壳肿胀与中子注量的关系, 还可以用辐照损伤剂量—原子位移量 (dpa) 来描述包壳的肿胀:

$$\frac{\Delta V}{V} = 0.33 \times 5.6 \times 10^7 \left(\frac{\phi}{7.1} \right)^{\left(1.9 - \frac{39}{\theta} + \frac{90}{\theta^2} \right)} (0.975T - 679) \quad (6.1-42)$$

式中: ϕ 为包壳辐照损伤剂量, dpa; T 为温度, K; $\theta = T - 633$, 使用条件为 $T > 423^\circ\text{C}$ 。

4.3.6 辐照蠕变

部件在高于 $0.4 \sim 0.5T_m$ (T_m 为部件材料的熔点, K) 下, 承受小于屈服应力载荷会发生缓慢的永久变形, 这种变形称作热蠕变。然而与空洞肿胀的发现一样, 1971 年发现部件在中子辐照场中, 低于通常的热蠕变温度区, 受到小于屈服应力载荷也会发生永久变形, 人们把这种变形称作辐照蠕变。在低于热蠕变区的温度下, 辐照蠕变速率能与典型热蠕变速率相比。对于较低的温度来说, 蠕变增强的程度最大, 随着温度接近热蠕变温度区辐照, 增加的蠕变效果下降了。虽然目前对这种辐照蠕变的物理现象还不能清楚地解释, 所提出的蠕变观念与空洞肿胀的理解相比还相当落后。认为蠕变增强的原因是来自辐照诱发位错及沉淀显微组织的变化, 但主要还是由于过饱和程度极高的间隙原子和空位两者的存在。

设计者通常把辐照蠕变和热蠕变分别处理, 然后直接叠加得到总的蠕变应变。这里给出 GE 公司得到的辐照蠕变公式:

$$\bar{\epsilon} = 2.16 \times 10^{-8} \alpha \bar{\sigma} (1 - e^{-\frac{\phi}{1.47 \times 10^{21}}}) + 26.4 \times 10^{-31} \alpha \bar{\sigma} \phi t \quad (6.1-43)$$

式中: $\bar{\epsilon}$ 为等效蠕变应变, in/in; $\bar{\sigma}$ 为等效应力, psi; ϕt 为中子注量, n/cm^2 ($E > 0.1 \text{ MeV}$); α 为 $e^{-(1.405 - 0.0027T)}$; T 为温度, K。

直到最近, 由于各种不同的技术得到的数据而提供的辐照蠕变描述还是相当简单的。可以把快堆感兴趣温度下的辐照蠕变描述成由两个主要的贡献和几个次要的贡献(与沉淀有关的尺寸变化, 以及因位错环的形成或冷加工诱发的位错弛豫及重排而造成的蠕变第一阶段)所组成。主要的贡献是用与空洞肿胀无关的蠕变柔量 B , 以及一个由肿胀驱动的蠕变组分来描述。尽管肿胀对材料种类和环境变量很敏感。看来瞬时蠕变率只与外加应力和瞬时肿胀成正比。瞬时辐照蠕变率 B 的主要组分可表达为

$$B = \bar{\epsilon}/\bar{\sigma} = B_0 + DS \quad (6.1-44)$$

式中: B 为单位应力(MPa)和单位损伤剂量(dpa)的有效应变率; $\bar{\sigma}$ 为有效应力, MPa; $\bar{\sigma} = \frac{\sqrt{3}}{2} \sigma_\theta$ (对加压机); B_0 为蠕变柔量, $\text{MPa}^{-1} \cdot \text{dpa}^{-1}$; D 为蠕变—肿胀耦合系数, MPa^{-1} ; S 为单位损伤剂量(dpa)的瞬时体积肿胀率(若在肿胀阈以下 $S=0$)。

式(6.1-44)不仅适用奥氏体不锈钢, 对铁素体不锈钢也是有效的。就奥氏体不锈钢而言, 式(6.1-44)中参数的取值范围如下。

对于无肿胀时的辐照蠕变, 有

$$B_0 = (1.0 \sim 2.5) \times 10^{-6} (\text{MPa} \cdot \text{dpa})^{-1}, S = 0$$

对于肿胀开始后的辐照蠕变, 即

$$B_0 = 1.0 \times 10^{-6} (\text{MPa} \cdot \text{dpa})^{-1}, D = 0.6 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$$

4.4 快堆燃料元件的发展

为了追求安全性和经济性, 发展快堆的国家不断研制和开

发燃料元件的新燃料、新材料和新工艺。

4.4.1 新燃料

当今世界快堆使用的燃料是 (U, Pu) O_2 。这种燃料中金属原子 (U, Pu) 密度低, 热导率低, 而且其中氧原子具有慢化效应等, 正在开发的新燃料有 (U, Pu) C, (U, Pu) N 陶瓷体以及金属燃料 U-Pu-Zr 合金。

与氧化物燃料相比, 碳化物燃料除了金属原子密度和热导率高外, 几乎与钠不发生化学反应。允许用钠作结合层(填充介质), 显著改善燃料与包壳之间的间隙传热性能, 但要严格控制其化学计量, 以改善燃料与包壳和钠的相容性和抗辐照肿胀性能。

氮化物燃料与碳化物燃料性能十分相似, 后者研究得比较充分, 获得了大量的辐照数据。但最近研究表明: 根据燃料循环性能, 氮化物优于碳化物, 前者与萃取回收铀、钚工艺的前端相适应, 氮化物乏燃料组件与水相容性好, 可长期保存在水中。目前氮化物燃料在欧洲得到优先发展。

金属型燃料具有高的金属原子密度和热导率, 又无慢化剂, 使燃料既具有较高的增殖比, 又可降低燃料最高温度。但是金属型燃料抗辐照肿胀性能差, 又与不锈钢包壳共晶温度只有 700°C 左右。前者导致燃耗低, 后者导致出口温度低。最新研究表明, 采用 U-Pu-Zr 合金燃料, 其燃耗可达 18at%, 燃料棒仍未破坏, 实验表明: 当金属型燃料辐照肿胀达到 30% 左右时, 燃料基体内的气泡开始相互连通, 再增加燃耗时, 裂变气体从燃料基体释放而进入气腔, 固体裂变产物由原来的气泡空隙来调节, 不会继续引起燃料肿胀。

U-Pu-Zr 合金燃料的固相线约为 1150°C 左右, 从而提高了冷却剂出口温度, Zr 元素可抑制燃料与包壳间的相互扩散, 改善了燃料与包壳的相容性, 美国在 EBR-II 堆上对 U-Pu-Zr 合金燃料进行了广泛的研究。最近得到最佳的成分为 U-20wt%Pu-10wt%Zr。

4.4.2 新材料

固溶处理的奥氏体 316 型不锈钢在快中子注量 10^{22} n/cm^2 (相当辐照损伤剂量约 5dpa) 便开始肿胀, 冷加工量为 15%~20% 的这种材料肿胀阈可提高到 30dpa 左右。将来快堆追求的目标燃耗高达 150MWd/kg, 包壳材料受到的快中子注量高达 $(2 \sim 4) \times 10^{23} \text{ n/cm}^2$, 损伤剂量达 100dpa 以上, 必须开发新的包壳材料。

改进型奥氏体不锈钢。在 316 型奥氏体不锈钢除冷加工外, 在其内加入一种或多种微量稳定化元素如 Ti, Nb, P 和 B, 如日本开发的 PNC3156, 就是在标准的 316S-S 中加入 0.029%P, 0.04%B, 0.09%Ti 和 0.08%Nb 等, 不仅提高了高温强度, 更主要是将肿胀阈提高到 100dpa 以上。

铁素体/马氏体不锈钢。这种材料中没有 Ni 元素, 不发生 (n, α) 反应, 而产生 He 稳定空洞, 几乎不发生辐照肿胀。有实验表明, 肿胀阈可能在 150dpa 以上, 不过还需要提高这种材料的高温强度, 所以目前只限于组件外套管。

氧化物弥散强化铁素体钢 (ODS)。在铁素体钢中加入少量的氧化钇 Y_2O_3 或 Ti_2O_3 , 这种材料典型成分为 Fe-13Cr-0.25Mo-0.5 Y_2O_3 -0.5Ti-3W, 它保持了铁素体材料的抗辐照性能, 又提高了高温力学性能。欧洲和日本特别注重这种材料的研发, 尤其是日本正在加速研制, 已用 ODS 作为包壳材料的两个实验燃料组件在俄罗斯 BOR-60 快堆进行辐照考验, 将于 2009 年达到 15at% 燃耗。

4.4.3 新工艺

传统的燃料元件制造工艺, 是将 (U, Pu) O_2 粉末加工

成芯块,再装入包壳管,而俄罗斯开发的振动密实填料法,将(U,Pu) O_2 粉末直接填充入包壳管内,通过振动,达到所需要的密度。然后在堆内再进行辐照加热烧结,燃料可与芯块法相比,其缺点是细长的燃料棒内燃料轴向均匀性差。这种燃料元件的加工和后处理工艺简单,尤其是后处理,通过电解方法,可将裂变产物和有用的U,Pu元素分离。由于后处理工艺简单,可将后处理工序设在反应堆厂区内,不必将乏燃料运送到特殊保安区域之外,减小核扩散的危险。

5 快堆本体结构

5.1 结构类型和特点

影响钠冷快堆本体结构的主要因素是主回路设备——主泵和中间热交换器(IHX)的布置方案。在世界上已建成和计划建造的29座钠冷快堆以及在国际快堆专项会议里提出的设计方案中,按主泵和IHX与堆芯的相互关系,堆本体结构可分为四种类型:回路式、池式、半池式、多池式。它们的基本特征和结构特点如下(见表6.1-26)。

5.1.1 回路式

这种类型的基本特征是:反应堆、主泵和IHX分开布置在单独的屏蔽小室内,彼此用管道连接起来[见图6.1-31]。这种结构有的叫“主回路分散布置”,有的叫“具有外部主回路的反应堆”,有的叫“多容器方案”,这里统称“回路式结构”。这种结构有如下特点:

(1) 反应堆与主泵和IHX之间有较大距离。对于1000MWe的商用快堆,它们之间的连接管道长度超过100m。

(2) 堆容器上有若干贯穿管件。

(3) 为防止钠泄漏,堆容器、一回路设备及其连接管道常采用双壁结构。

(4) 堆容器顶部一般采用作为燃料操作系统设备的旋转屏蔽塞(旋塞)封闭,再无其他顶盖。

(5) 中子屏蔽可以放在堆容器内部,也可以放在堆容器外部。

在这种类型的布置中,影响堆本体具体结构的主要因素有三方面:①冷却剂流向和接管的位置;②堆容器的支撑方式;③中子屏蔽的布置方式。除英国早期建造的实验快堆DFR外,其余所有快堆冷却剂都是由下向上流过堆芯,因此除DFR外,冷却剂出口接管都布置在堆芯顶部平面以上。进口接管的布置却有所不同。按进口接管布置方案,回路式快堆可以分为:

(1) 进口接管布置在堆容器底部(见图6.1-32中的A-1)。如实验快堆Rapsodie和原型快堆BN-350都只有1个进口接管,布置在堆容器底封头中心。进口接管有2个以上的,布置在底封头侧面。

(2) 进口接管布置在堆芯顶部平面以上(图6.1-32 A-2、A-3)。进口接管在堆芯上部,冷却剂要由下向上流过堆芯,这就要求在堆容器内构成一个导流系统,将进口冷却剂引入堆芯底部。导流系统的结构有两种:一种是用堆芯外罩或吊篮(图6.1-32 A-2);另一种是用内部管道引导(图6.1-31 A-3)。

按照堆容器的支承方式,回路式快堆可分为:

(1) 堆容器支撑于顶部法兰(图6.1-32 A-4),即堆容器向下自由热膨胀,这就是所谓“吊装式”。

(2) 堆容器支撑在底部(图6.1-32 A-5),即堆容器向上热膨胀,采用补偿节补偿它的热膨胀,这就是所谓“座装

式”。

(3) 堆容器支撑在中部。如原型快堆BN-350和商用快堆WH-1000。

在回路式快堆中,中子屏蔽布置可以有两种方案:放在堆容器内和放在堆容器外(图6.1-32 A-6, A-7)。已建成的回路式快堆,中子屏蔽都是放在堆容器外部(见表6.1-26)。

5.1.2 池式

这种类型的基本特征是:反应堆、主泵、IHX以及一回路的设备,甚至一回路的钠净化系统都集中在堆容器内(通常称为钠池,图6.1-33)。

这种结构,有的叫“单一容器方案”,有的叫“集中布置方案”,有的叫“一体化方案”,这里统称“池式结构”。这种方案有如下特点:

(1) 反应堆与主泵和IHX之间的距离大为缩小。对于一个250MWe的快堆,主泵到堆芯的连接管道长度只有几米,而回路式却有50~100m长。

(2) 堆容器筒体及底封头上无任何贯穿件,所有设备都由堆容器顶盖上引入。堆容器一般为双壁结构或者外面有一个保护容器。

(3) 堆容器及反应堆顶盖尺寸很大。相同功率的钠冷快堆堆容器直径,池式比回路式大1倍以上。例如250MWe快堆,回路式的堆容器直径为5m左右,而池式的堆容器直径至少10m;对于1000MWe的快堆,回路式为6.5m,而池式为17m。因而池式快堆的一回路钠容积很大,例如实验快堆EBR-II堆容器内的钠有286t。

(4) 堆容器顶部,除了旋塞外,还有巨大的反应堆顶盖,其上支撑着一回路的主要设备。在堆顶盖下面,有的堆还设有堆容器顶板作为顶部密封和隔热之用。

(5) 堆容器内部,一回路设备及其与堆芯的连接方式大为简化,IHX出口与主泵入口之间一般没有专门的连接管;

(6) 中子屏蔽必须放在堆容器内,即浸在钠中。

在池式快堆中,影响堆本体结构的重要因素有两方面:

①一回路设备与堆芯的联系方式;②堆容器的支撑方式。

按照堆容器内一回路设备与堆芯之间的联系方式,池式结构有以下几种:

(1) 闭式——堆芯出口与IHX入口之间用管道连接(图6.1-33, B-2)。这种布置的最大特点是,在主容器内的堆芯外罩上有盖子(即堆芯外罩顶盖),以使堆芯出口冷却剂被强迫流入IHX。池式实验快堆EBR-II和商用快堆G.E-1000均采用这种方式。

(2) 开式——堆芯出口与IHX入口用堆芯外罩或热池联系起来(图6.1-33, B-1),靠它造成主容器内热钠与冷钠之间的液位差,使堆芯出口的热钠有足够的压力流过IHX。这样,堆芯顶部就是敞开的。池式原型快堆PFR、Phenix和商用快堆B&W-1000均采用这种方式。

(3) 非连接式——IHX一次钠出口与主泵钠入口之间无专门连接件,IHX排出的一次钠直接进入主容器冷区,主泵从中吸入冷钠,主容器成为一个巨大的中间混流室(图6.1-33, B-1, B-2)。多数池式快堆都采用这种方式(表6.1-26)。

(4) 连接式——IHX一次钠出口与主泵钠入口之间用专门构件连接起来,它们之间没有大的中间混流室。目前只有俄罗斯池式快堆采用这种方式,如原型堆BN-600每台主泵从2台固定的IHX一次钠出口吸入冷钠(图6.1-33, B-3)。

按照堆容器支承结构,池式可分为2种方式:

(1) 吊装式——堆容器和一回路设备都悬吊在反应堆顶

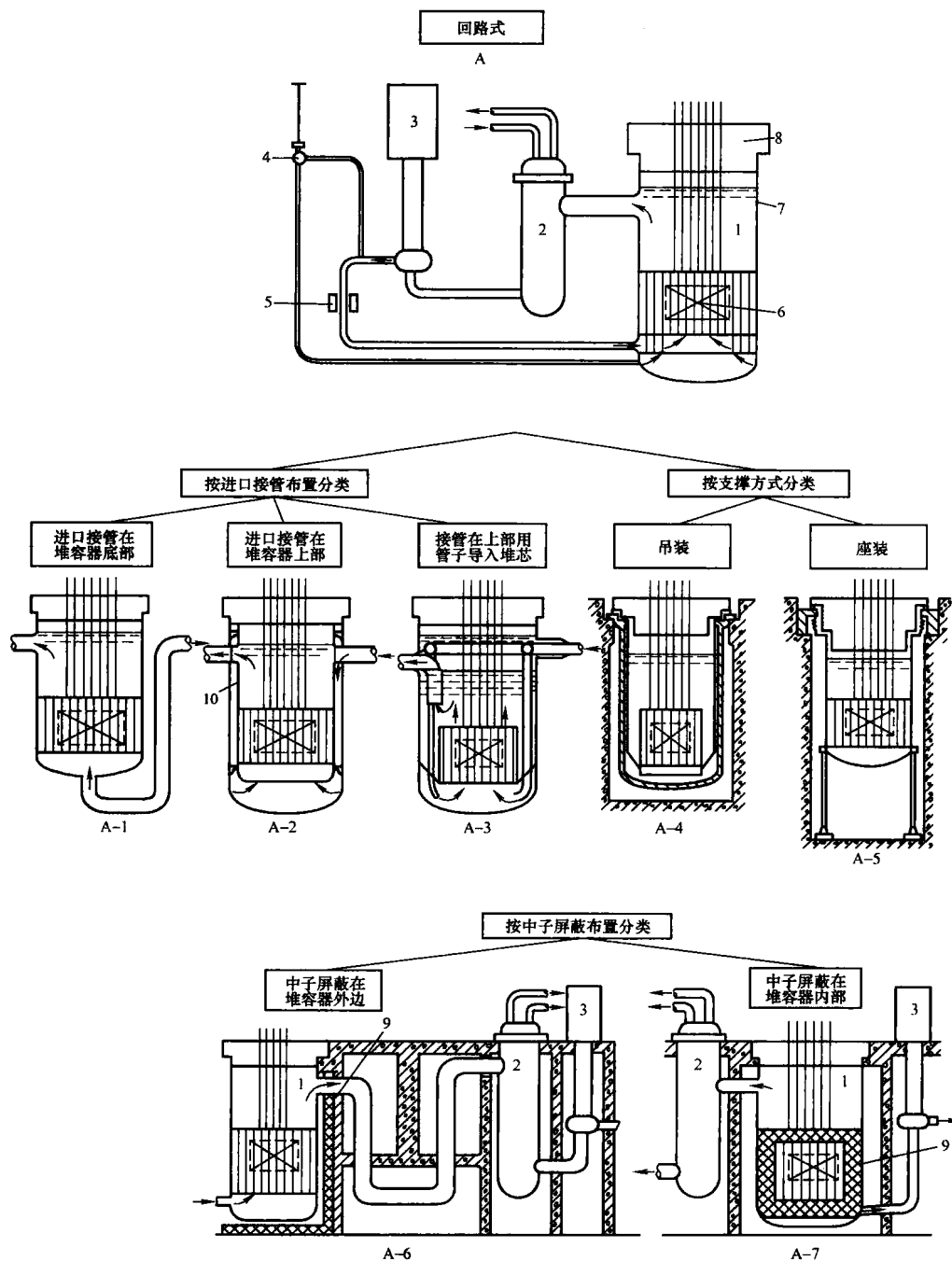


图 6.1-32 钠冷快堆本体结构分类示意图——回路式

1—反应堆；2—中间热交换器；3—主泵；4—调节阀；5—电磁流量计；6—堆芯；7—一次容器（反应堆容器）；8—顶部旋转屏蔽塞；9—中子屏蔽；10—堆芯外罩（吊篮）

盖上（图 6.1-33, B-4），所有设备可以自由向下膨胀，同时可以在滚动支承上径向移动。

(2) 座装式——堆容器、一回路设备和堆芯都支承在堆容器底部的支承结构上（图 6.1-33 中的 B-5）。这些设备与反应堆顶盖之间用波纹套筒连接，补偿轴向和径向的热膨胀。

除原型堆 BN-600 和商用堆 BN-800 采用座装式外，其余池式快堆均采用吊装式（表 6.1-26）。

5.1.3 半池式

这种方案与池式不同点在于：它不是把堆芯、主泵和 IHX 三者都集中在堆容器内，而只把堆芯与 IHX、或主泵与 IHX 集中在一个较小的容器（或池子）内（图 6.1-34）。

第一种情况，即把堆芯与 IHX 集中在堆容器内，而主

泵在堆容器外边（图 6.1-34 C-2）。这种方案还没有实际应用的例子，但是，苏联在选择高功率快堆本体结构时，曾经考虑过这种方案。

第二种情况，即把主泵和 IHX 集中在一个部件池内，它们与反应堆容器仍用管道连接，而主泵与 IHX 之间无管道相连，类似池式结构（图 6.1-34 中的 C-1）。意大利的实验快堆 PEC 就是这种方案。

这种方案的特点是：部件池直径较小（热功率 120MWt 的 PEC 快堆安装全部一回路设备的部件池直径只有 4.40m），同时保留了池式结构的部分优点，也保留了回路式结构的优点。堆容器、部件池及其连接管道都采用双壁结构。

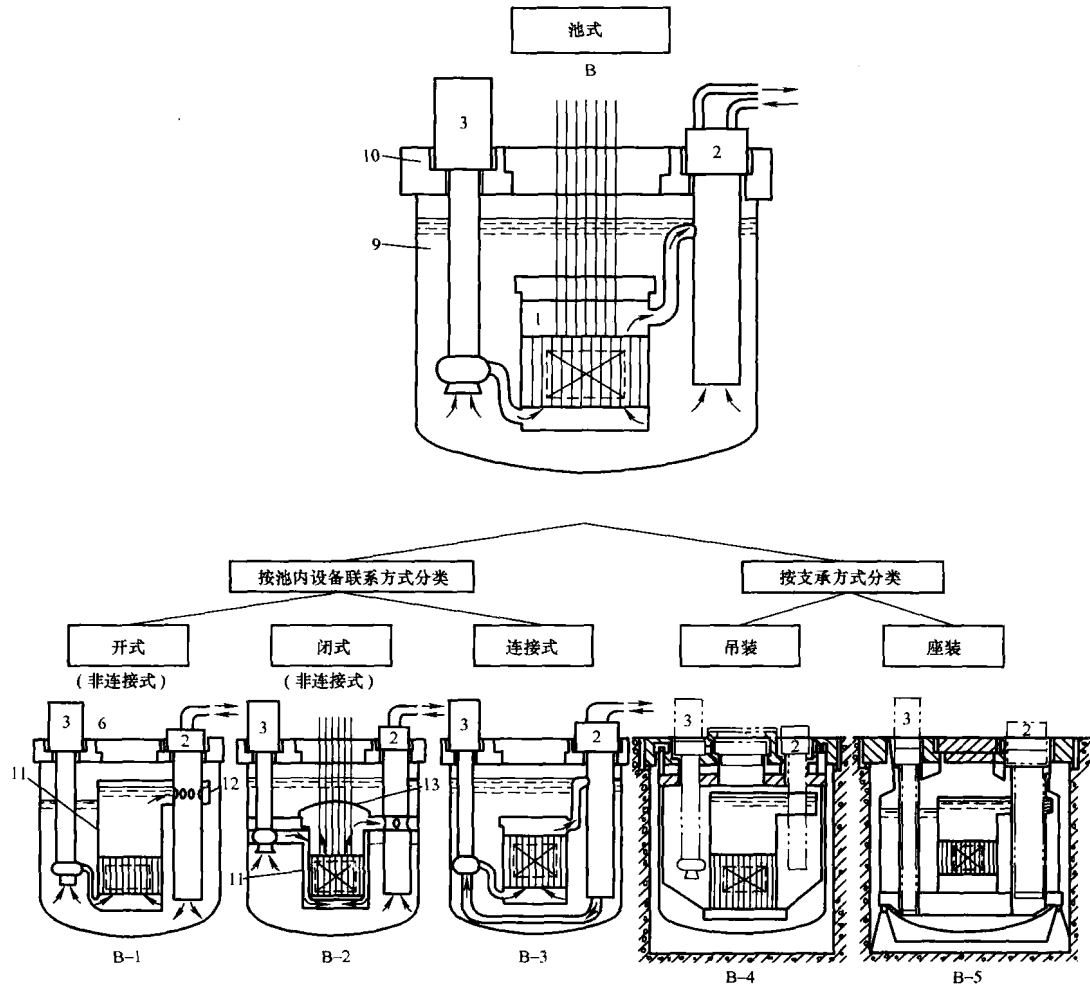


图 6.1-33 钠冷快堆本体结构分类示意图——池式

5.1.4 多池式

这种方案的基本特征是：堆芯安装在堆容器（或堆芯钠池）下部，一个或几个部件池围绕着堆容器布置，并经过一段同轴管道与堆容器连接起来。每个部件池容纳一回路的 1 个环路所属的主泵和 IHX（图 6.1-35）。

这是 1970 年钠冷快堆工程会议上提出的一种概念设计，目前尚无实际应用例子。

这种方案的具体特点如下：

（1）除了部件池与堆容器之间有一段短的直管外，其余连接管道都在部件池和堆容器内。

（2）部件池与堆容器之间的连接管道采用同轴管，由主

泵至堆芯的高压进口管在低压出口管里面，池壁免受高压。

（3）同轴管的热膨胀差用波纹管补偿。对于 1600MWe 的商用快堆电站，采用 3 台部件池。

5.2 回路式和池式结构的比较与选择

5.2.1 回路式和池式的分析比较

5.2.1.1 池式结构的产生

回路式布置是各种核反应堆采用的常规布置方式。目前多数已建钠冷快堆仍然采用这种方式（表 6.1-26）。但是，在钠冷快堆的条件下，这种结构遇到了下列原因造成的新困难。

（1）钠的工作温度很高。对于高功率快堆，堆芯出口钠温高达 550°C ，进口钠温也在 400°C 以上。回路式快堆有大量管道，这些管道要在 550°C 高温下工作，使用期要求达到 30 年，这就使管道及其管件的抗蠕变、抗热冲击、热膨胀补偿、密封、屏蔽等问题的解决更加复杂。

（2）钠的化学性极活泼，经过辐照的钠具有较强的 γ 活性，高温钠与空气接触会燃烧，对金属有较强的腐蚀性。这就要求一回路的管道及管件不能发生泄漏，并要有很好的 γ 屏蔽。要做到这一点，给管道的设计制造和安装增加了困难。

池式布置在很大程度上能克服这些困

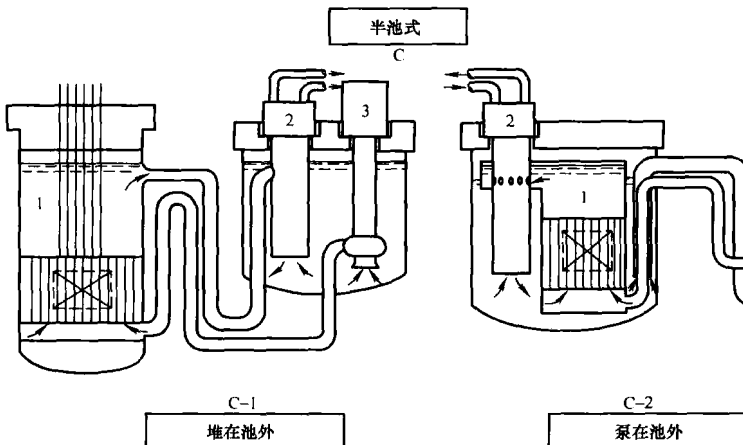


图 6.1-34 钠冷快堆本体结构分类示意图——半池式

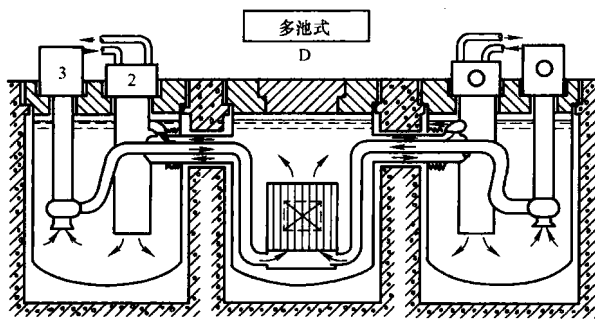


图 6.1-35 钠冷快堆本体结构分类
示意图——多池式

难。但是，要实现这种方案，首先要有直径很大的主容器。由于在常压下钠的沸点大大高于工作温度，因此主容器的工作压力通常不超过 0.2MPa，这就使得采用薄壁大直径堆容器成为可能，也就使得把一回路设备全部集中在堆容器内的池式结构成为可能。因此，早在 1963 年就建成了世界上第一座池式快堆 EBR-II（表 6.1-26）。

5.2.1.2 回路式与池式结构的优缺点

它们的优缺点，可以从下列 10 个方面进行比较：

(1) 防止一回路冷却剂泄漏的可靠性。由于钠具有极强的化学活性，相当强的腐蚀性，一回路钠具有较强 γ 活性，因而要求一回路钠绝对不能从系统中泄漏出去，尤其不能与空气接触。防止冷却剂泄漏成为钠冷快堆最重要的安全课题之一。这方面，池式结构具有明显的优越性：

从需要防止泄漏的范围来看；在池式结构中，只要能防止堆容器的泄漏就能确保一回路冷却剂的安全性。而在回路式布置中，不仅要防止堆容器的泄漏，还要防止一回路的全部设备（包括主泵、中间热交换器和阀门等）、管道及其接头的泄漏。

从防止泄漏的难度来看；在池式结构中，防止堆容器泄漏的条件非常有利：堆容器处于较低的堆芯进口温度区域；只承受相当低的压力；堆容器内钠液位以下无任何贯穿件；堆容器离堆芯较远，容器壁上的中子注量较低。这样，防止一回路冷却剂泄漏的问题就简化为防止一个简单的圆柱形容器的泄漏问题，发生泄漏的可能性非常小。而在回路式布置中，除了要防止高温受压管道及管件泄漏较困难外，防止堆容器的泄漏条件也不利：一般堆容器上部处于堆芯出口温度区；容器壁上有一回路进出口管道及辅助系统管件贯穿；堆容器除了承受堆内压力外，还要承受管道热膨胀和较高的中子注量的作用。因此，要确保堆容器不泄漏的难度较大。

从安全措施来看，在池式结构中，堆容器万一发生泄漏时，为防止泄漏造成危及安全的事故，一般在主容器外再罩一座同心密封的保护容器。保护容器与主容器间的空间足够小，使主容器中的钠液位不致降低到堆芯顶部平面以下，从而在主容器发生泄漏时，一回路仍可运行，堆芯组件仍然受到冷却，不致升温破损。此外，在安装堆容器（主容器和保护容器统称堆容器）的重混凝土堆坑内壁还盖有钢衬里；万一保护容器也泄漏时，可以将堆坑与外面封闭，能使钠不与空气接触，不会造成重大的放射性钠火事故。池式结构采用这些不是很复杂的措施，即可达到保证三重安全的目的。

(2) 运行的安全性。这指的是在各种事故工况下系统的适应能力和保证堆芯得到足够冷却的能力，燃料组件不致破

损。事故工况包括：紧急停堆、1 台主泵或部分 IHX 发生故障、整个一回路停止运行、系统发生严重的钠泄漏以及核爆炸事故等。

池式结构堆容器直径很大，容器内容纳大量的钠冷却剂，从而缓和了对系统的热冲击。在任何事故情况下，池式快堆都能得到可靠的冷却。在 1 台主泵或 IHX 破损时，只引起流量或热交换面积减少，不必关闭整个冷却环路。即使整个一回路系统都关闭时，利用堆容器内大量钠的自然对流，也可带走堆芯衰变热，保证燃料组件不致熔化。

(3) 一回路的建筑面积。由于池式结构的一回路高度密集，一回路的设备距离大为缩短，使得一回路的建筑面积比回路式布置快堆大为减少。据英国人计算，对于 1000MWe 商用快堆，包容一回路的反应堆安全保护建筑物的圆顶直径，若采用回路式布置至少要 33.6m，而采用池式结构只要 18.3m；同时还显著减少了把放射性钠与外部环境隔开的安全罩的表面积。但是，池式结构的堆内设备布置密集，使得堆顶上各种设备，特别是燃料操作设备的位置受到限制，设备装卸较为困难。

(4) 设备的维修。一回路设备，特别是主泵和 IHX 的维修和更换是不可避免的。对于原型快堆 phenix，大修频率估计为一年一次。能否较快维修和更换，直接影响核电站的使用率，从而影响发电成本。

在这方面，回路式比池式具有某些有利条件。因为回路式布置中一回路设备距堆芯较远，钠的活性在很长的管道中有所衰减，故比较容易接近。

对于主泵和阀门的驱动机构以及其他可接近部件的检修，无论回路式和池式都无需停堆，但待检修主泵要关闭，堆需降低功率运行。对于回路式快堆，还要将与待检修主泵相连的环路关闭；而池式快堆只需关闭待检修主泵，一回路中其他设备及其二回路仍可继续运行。

对于主泵内部构件的修理和更换，无论回路式或池式都必须停堆，而且要使其中钠活性衰减、温度降低；更换设备时，都需用专门的密封屏蔽运输装置，以避免一回路中的钠和设备上残存的钠与空气接触。

(5) 一回路的参数测量。指的是一回路系统冷却剂温度、液位和流量的测量。

在池式快堆中，由于整个一回路都浸没在高温钠中，并且布置高度密集，使得这些参数的测量变得相当困难，特别是堆芯冷却剂进出口流量的测量更困难。

在回路式快堆中，可以采用装在管道外壁的普通电磁流量计测量流量。而在池式快堆中，一回路唯一的管道是由主泵至堆芯栅板联箱的较短压力管，而且全部浸在高温钠中，使用电磁流量计测量流量将十分困难。

由于一回路冷却剂流量是反应堆事故保护信号之一，因此池式快堆中仍然要直接测量一回路冷却剂流量，这就成为池式快堆需要研究解决的问题。而在回路式快堆中可以采用常规办法。

(6) 一回路的辅助系统。辅助系统包括管道及设备的预热、钠泄漏的探测、剂量监督、充排钠、充排惰性气体等系统以及管道和设备的保温和支承结构等。

在池式结构中，由于一回路设备高度密集，并浸没在钠中，从而大大简化了这些辅助系统，并减少了这些辅助系统所占建筑面积。

(7) 设备的制造和安装。由于池式结构的堆容器尺寸很大（见表 6.1-26），所以只能在核电站现场组焊。而回路式的

堆容器及其相关设备尺寸较小(见表 6.1-26),基本上可以在制造厂完成制造,可以缩短现场安装时间,设备的质量和清洁度较易保证。

在吊装式池式快堆中,反应堆顶盖通常是堆容器和一回路过所有设备的安装基准。堆内设备只有在堆顶盖安装好后才能最后安装固定,往往会因堆顶盖现场组焊困难而影响整个核电站工程的进度。而回路式快堆中,一回路设备可以并行安装,减少相互干扰,加快安装进度。

(8) 经济性。回路式和池式快堆在设备经济性方面已经作过一些分析,但还未能明显其差别。这是因为一回路主要设备,包括主泵、IHX、堆内构件、换料设备等的费用并不显著地取决于快堆的结构类型。

经济分析表明,生产电气的成本,两种类型的快堆差别也不大,其差别甚至小于成本评价误差。

(9) 技术上的新问题。在各种核反应堆中,回路式布置已经积累了丰富的经验。在钠冷快堆中,虽然遇到钠的高温 and 泄漏风险大的问题,总体上新问题还是较少,这是有的国家采用回路式布置的重要原因。

池式布置是一种新的布置形式,尚处于研发阶段,技术上提出的新问题比回路式布置要多。其中主要问题有巨大的堆顶盖和堆容器的设计与制造、一回路参数的测量、设备的支承及其热膨胀补偿、设备的现场安装。

(10) 屏蔽。池式布置中省掉了一回路管道和设备的 γ 屏蔽,简化了屏蔽结构。但是堆顶屏蔽和中子屏蔽比回路式复杂。在回路式布置中,堆顶屏蔽一般就是堆内燃料操作设备之一的旋转屏蔽塞。而在池式布置中,除旋塞外,还有一个直径很大的堆顶盖。顶盖上有很大设备贯穿通道,使屏蔽结构相当复杂。在池式布置中,由于中子屏蔽只能安置在主容器内而工作在高温钠中,这就引起中子屏蔽组件的振动、冷却、石墨肿胀及其与钠的相容性以及含硼石墨的辐照性能等问题。

5.2.2 回路式与池式的选择

综合前面的分项分析比较,池式布置在防止一回路冷却剂泄漏的可靠性方面具有明显优越性,在运行安全性和简化一回路辅助系统方面也有明显优点;回路式布置在减少一回路设备制造与安装困难方面,以及减少技术上的新课题方面具有明显优越性,在设备维修方面也具有利条件。

正因为两种堆本体结构类型目前都具有不能为另一种所替代的明显特点,因此至今对这两种类型进行的所有研究都未得出明确的判断和统一的结论。

世界上发展快堆的各国在选择钠冷快堆本体结构类型时,在考虑这些类型固有特点的同时,还要根据本国当时的具体条件作出选择。

英国在选择原型快堆 PFR 为池式布置时,主要考虑了两个因素:第一是钠的安全性;第二是他们没有设计工作在 550℃、寿命 30 年的高温管道的经验。经过 PFR 的建造与运行,他们认为这个选择是正确的。所以,计划建造的商用快堆 CDFR 也采用了池式结构。英国对这两种类型的选择已倾向于池式布置。

俄罗斯建造的几座实验快堆以及第一座原型快堆 BN-350 选择的都是回路式(见表 6.1-26)。但是对于高功率快堆,却改变为池式。他们对于 500~1000MWe 快堆核电站所作的堆本体两种类型结构的详细分析比较结果表明:池式增加了安全可靠性,因而认为应该优先选择池式,所以原型快堆 BN-600 选择的是池式,商用快堆 BN-800 和 BN-1600 均选择池式。池式结构带来的新技术问题在 BN-600 的建造

过程中已经解决,而且 BN-600 长期安全运行的经验已经证实采用的解决办法是可行的。

日本的实验快堆 JOYO 和原型快堆 MONJU 都是选择的回路式,主要考虑是“快”。作为一个发展快堆的后起国家,计划要与早期发展快堆的国家一起进入商用阶段,这是很自然的考虑。他们承认池式的优越性,但是考虑到池式在技术上的新课题多,必然需要更多的时间,而且他们认为自己具有建造高温管线的经验,所以计划建造的商用快堆 DFBR 也选择回路式。同时认为,这种选择并不排斥在条件具备时采用池式结构。

法国的实验快堆 Rapsodie 是选择的回路式。在设计原型快堆 Phenix 时,曾考虑了多种方案,包括回路式、半池式和池式。经过分析比较,最终选择池式。主要考虑的仍然是池式具有固有安全性和可靠性。他们认为池式简化了一回路系统;限制了运行事故;减少了热冲击;冷却可靠;堆容器能做成一个无任何贯穿件的完整圆筒,从而不会引起任何干扰或泄漏;堆容器内钠温不高,压力极低;如果池内 1 台主泵或 1 台 IHX 破损,不致迫使整个一回路系统关闭。因此,商用快堆 super-phenix1、2 及 EFR 均选择池式。他们认为池式结构的关键问题是堆容器和堆内设备的支承方式,并认为这个问题的解决很大程度上取决于保证堆容器和堆内设备的自由热膨胀以及它们的相对位移的补偿措施的合理性和可行性。

美国的实验快堆 EBR-II 是世界上第一座池式快堆,其余的多座实验快堆和第一座原型快堆 CRBRP 都采用回路式。由美国原子能委员会委托设计的四座 1000MWe 商用快堆中,AI-1000 和 WH-1000 为回路式,GE-1000 和 B&W-1000 为池式。EBR-II 选择池式结构主要考虑仍是钠的安全性。计划建造的商用快堆 ALMR 选择池式结构(见表 6.1-26)。

5.2.3 回路式与池式快堆的发展动向

在本文统计的已建和计划建造的 30 座钠冷快堆中(见表 6.1-26),堆本体结构各种类型所占比例,按实验堆、原型堆与商用(验证)堆分别统计如下(见表 6.1-24)。

表 6.1-24 30 座钠冷快堆堆本体结构类型的比例

堆本体 结构类型	实验堆		原型堆		商用(验证)堆	
	数量 (座)	%	数量 (座)	%	数量 (座)	%
总数	12	100	9	100	9	100
回路式	9	75.0	4	44.4	1	11.1
池式	2	16.7	5	55.6	8	88.9
半池式	1	8.3	-	-	-	-

从上述统计中,可以看到一个动向:池式结构越来越广泛地采用,尤其是在高功率商用快堆中更为明显。这不是偶然的,而是由于池式结构固有的安全性与可靠性所决定的。在高功率钠冷快堆中,为了追求发电效率,需要把堆芯出口温度提高到 550℃ 左右;由于钠流量加大,而流速受到限制,一回路管道直径变得很大,例如一座 1000MWe 商用快堆,一回路采用两个环路,进口管径将达到 1.2m。这就使得回路式遇到更大困难,尤其是在确保一回路钠不泄漏方面更加复杂。当然,随着堆功率的提高,池式堆容器及其堆顶盖的尺寸也要增大,这也会给池式结构带来更大困难;但是,随着越来越多的大型池式快堆的建成,它的一系列新技

术问题会得到解决和完善,那时,池式快堆将充分发挥其固有的优点。

5.3 结构材料

5.3.1 堆容器及堆内构件的材料

快堆堆容器及堆内构件使用的结构材料,品种和型号比较单一,基本上都是奥氏体不锈钢,材料牌号基本上都是 ASME 规范中的 304 和 316 (俄罗斯为等效 304 的 Cr18Ni9)。由于具体部件工作温度的差别,也有用 304L、304H 和 321。因为 304 和 316 型奥氏体不锈钢与液钠的相容性良好,已经发展钠冷快堆的国家在近半个世纪的科研试验中证实,并得到国外多座钠冷快堆近 350 堆年运行经验的验证,奥氏体不锈钢的具体牌号选择,一般依据部件的工作温度按下列原则进行(见表 6.1-25)。

5.3.2 堆内中子屏蔽材料

堆内构件中使用的非金属材料只有含硼石墨一种,它用

表 6.1-25 结构材料选择

材料型号 (ASME 规范)	使用温度限值 (设计工况或 A 级使用工况)
321 304L 316L	≤427℃
304 316	≤500℃
304H 316H	≤550℃

作堆内中子屏蔽,为避免石墨直接与液态钠接触,将含硼石墨制成棒状,并装在密封的奥氏体不锈钢管中。含硼石墨在堆内辐照中发生的直径收缩率和长度伸长率与制造工艺有关,因此,使用含硼石墨作堆内中子屏蔽的国家,都对自己制造的含硼石墨材料进行过中子辐照性能试验。

在要求强度高的位置,也有采用硼钢作为中子屏蔽材料的。

表 6.1-26 世界各种钠冷快堆的堆本体结构类型和堆容器特性、参数

堆型	堆名	一般情况				堆本体结构类型	堆容器特性参数						回路式堆本体结构特性		池式堆本体, 池内设备结构特性: 联系方式			
		国别	首次临界时间 (年、月)	热功率 (MWth)	电功率 (MWe)		堆容器结构特性		主容器尺寸 (mm)			主容器材料	进口管在容器底部, 出口管在容器上部	进、出口管均在容器上部	堆芯出口与 IHX 入口联系方式		IHX 出口与主泵入口联系方式	
							筒体和底封头	支撑方式	内 径	壁 厚	内 高				开式	闭式	连接式	非连接式
实验快堆	BR-10	俄罗斯	1958	8	0	回路式	单壁圆柱形, 椭球底	吊装	φ338	7	4500	Gr18Ni9	✓	—	—	—	—	—
	DFR	英国	1959	60	15	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	吊装	φ3200	12	6300	18/8/1	—	✓	—	—	—	—
	Fermi	美国	1963. 8	200	61	回路式	单壁圆柱形 2:1 椭球底	中吊	φ4800 (下部 φ2800)	50	11 000	304s. s	✓	—	—	—	—	—
	EBR- II	美国	1963. 11	62. 5	20	池式	双壁圆柱形, 平底	吊装	φ7920	19	3960	304s. s	—	—	—	✓	—	✓
	Rapsodie	法国	1967. 1	40	0	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	座装	φ2350	15	—	316s. s	✓	—	—	—	—	—
	BOR-60	俄罗斯	1968	55	12	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	座装	φ1400	20	6200	Cr18Ni9	✓	—	—	—	—	—
	KNK- II	德国	1972. 10	58	20	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	吊装	φ1870	16	10 150	316s. s	✓	—	—	—	—	—
	PEC	意大利	1974. 1 开建	120	0	半池式	双壁圆柱形, 2:1 椭球底	吊装	φ3080	30	10 300	316s. s	✓	—	—	—	—	—
	JOYO	日本	1977. 4	50~100	0	回路式	双壁圆柱形, 半球底	吊装	φ3600	25	10 000	304s. s	✓	—	—	—	—	—
	FFTF	美国	1980. 2	400	0	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	吊装	φ6170	70	13 130	304s. s	✓	—	—	—	—	—
	FBTR	印度	1985. 10	40	13	回路式	双壁圆柱形, 椭球底	座装	φ2350	15	—	316s. s	—	—	—	—	—	—
	CEFR	中国	2000 开建	65	23. 4	池式	双壁圆柱形, 椭球底	座装	φ7960	25/50	8340	316s. s	—	—	✓	—	✓	—

续表

堆型	堆名	一般情况				堆本体结构类型	堆容器特性参数						回路式堆本体结构特性		池式堆本体，池内设备结构特性：联系方式			
		国别	首次临界时间 (年、月)	热功率 (MW _{th})	电功率 (MW _e)		堆容器结构特性		主容器尺寸 (mm)			主容器材料	进口管在容器底部，出口管在容器上部	进、出口管均在容器上部	堆芯出口与IHX入口联系方式		IHX出口与主泵入口联系方式	
							筒体和底封头	支撑方式	内 径	壁 厚	内 高				开式	闭式	连接式	非连接式
原型快堆	BN-350	俄罗斯	1972. 11	750	130	回路式	双壁圆锥形，半球底	中吊	φ6000	50	11 900	Cr18 Ni9	✓	—			—	—
	Phenix	法国	1973	563	250	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ11 820	15	12 000	316s. s	—	—	✓			✓
	PFR	英国	1974. 3	650	250	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ12 200	25/50	15 200	321s. s	—	—	✓		—	✓
	BN-600	俄罗斯	1980. 2	1470	600	池式	双壁圆柱形，半球底	座装	φ12 860	30	12 600	Cr18 Ni9	—	—	✓	—	✓	—
	SNR-300	德国	建成后取消	762	327	回路式	双壁圆柱形，半球底	主要：吊装保护；座装	φ6700	—	15 000	304s. s	—	✓	—	—	—	—
	MONJU	日本	1995. 4	714	280	回路式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ7100	50	17 800	304s. s	✓	—	—	—	—	—
	PFBR	印度	1997 开建	1210	500	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ15 000	20/35	14 500	304Ls. s	—	—	✓		—	✓
	CRBRP	美国	开建后取消	975	380	回路式	—	—	φ6170	60	17 920	304s. s	—	—	—	—	—	—
	ALMR	美国	计划建造	840	303	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ9118	51	19 355	316s. s	—	—	✓	—	—	✓
商用（验证）快堆	Super-phenix1	法国	1985	2990	1242	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ21 000	25/60	17 300	316s. s	—	—	✓	—	✓	—
	Super-phenix2	法国	归并EFR	3600	1440	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ20 000	20/35	16 200	316s. s	—	—	✓	—	✓	—
	SNR2	德国	归并EFR	3420	1497	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ15 000	—	—	304s. s	—	—	✓	—	✓	—
	CDFR	英国	归并EFR	3800	1500	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ19 220	25	18 100	316s. s	—	—	✓	—	—	✓
	EFR	欧洲	计划建造	3600	1580	池式	双壁圆柱形，半球底	主要：吊装保护；座装	φ17 200	35	15 900	316s. s	—	—	✓	—	—	✓
	BN-800	俄罗斯	计划建造	2100	800	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ12 900	30	14 000	Cr18Ni9	—	—	✓	—	✓	—
	ALMR	美国	计划建造	840	303	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ9118	51	19 355	316s. s	—	—	✓	—	—	✓
	DFBR	日本	计划建造	1600	660	回路式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ10 400	50	16 000	316FR	—	✓		—	—	—
	BN-1600	俄罗斯	计划建造	4200	1600	池式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ17 000	25	14 000	Cr18Ni9	—	—	✓	—	✓	—

续表

堆型	堆名	一般情况				堆本体结构类型	堆容器特性参数						回路式堆本体结构特性		池式堆本体，池内设备结构特性：联系方式			
		国别	首次临界时间 (年、月)	热功率 (MW _{th})	电功率 (MW _e)		堆容器结构特性		主容器尺寸 (mm)			主容器材料	进口管在容器底部，出口管在容器上部	进、出口管均在容器上部	堆芯出口与 IHX 入口联系方式		IHX 出口与主泵入口联系方式	
							筒体和底封头	支撑方式	内 径	壁 厚	内 高				开式	闭式	连接式	非连接式
商用（设计）快堆	WH-1000	美国	未定	2600	1044	回路式	双壁圆柱形，半球底	吊装	φ5250	76	13 500	304s. s	--	✓	--	--	--	--
	AI-1000	美国	未定	2400	1000	回路式	双壁圆柱形，椭圆底	中吊	φ8840	25/50	14 620	304s. s	--	✓	--	--	--	--
	GE-1000	美国	未定	2500	1100	池式	双壁圆柱形，椭圆底	吊装	φ17 400	38	13 300	304s. s	--	--	--	✓	--	✓
	B&W-1000	美国	未定	2450	1000	池式	双壁圆柱形，椭圆底	吊装	φ17 400	38	13 300	304s. s	--	--	✓	--	--	✓

6 钠冷快堆主热传输系统

6.1 钠冷快堆主热传输系统总说明

6.1.1 钠冷快堆主热传输系统的特点

钠冷快堆用液态金属钠作为反应堆堆芯的冷却剂，堆芯出口温度在 500~550℃。钠冷快堆是一种成熟的堆型，需要冷却剂钠通过主热传输系统把堆芯的裂变热载荷带给三回路的水，使之变为过热蒸汽而推动汽轮发电机组发电。钠是活泼的碱金属，遇水将有激烈的钠水反应，因此，假设用堆芯冷却剂钠直接将热量送到钠水蒸气发生器来完成这一热传输任务，如果换热管破裂，高压水或蒸汽与钠产生钠水反应，将会导致反应堆压力升高和反应产物影响堆芯。为了避免这一事故，钠冷快堆均设置中间钠回路，中间回路的钠将堆芯冷却剂钠的热量传给水 and 蒸汽。所以，钠冷快堆采用“钠—钠—水和蒸汽”的三个回路的热传输系统，三个回路依次称为一回路、二回路和三回路系统。

钠冷快堆的主热传输系统根据一回路结构类型的不同而具有不同的特点，钠冷快堆的一回路结构分为两种类型，池式结构和回路式结构。

6.1.2 不同型式的钠冷快堆主热传输系统

在池式结构的钠冷快堆中，主热传输系统的一回路设备，包括一次钠循环泵、中间热交换器等都布置在主容器内。主容器上部是氩气腔体，将一回路的钠与外部大气隔绝。主容器下部是钠池，钠池又分成冷池和热池两部分，一般的上部分是热池，下部分是冷池，一次钠循环泵的入口置于冷池中，热交换器的入口位于热池，出口均位于冷池中。因此，在池式结构的快堆中主热传输设备的支承又出现了两种不同的形式。

池式结构的钠冷快堆，由于一次钠循环泵和中间热交换器在高温钠中工作，纵向膨胀量很大，为了解决主传热设备的热膨胀问题，一种支撑方法是将设备悬吊在堆顶板上，允许设备能够自由伸长；另一种方法是通过在堆内承重的支承板上的支承筒支承设备，并适当降低传热设备周围的钠温度，减小设备的热伸长量。显然，第一种形式是通过主传

热设备的设计来解决传热设备的热膨胀问题，后一种形式则是牺牲部分热功率，通过一体化的冷却流道的设计技术来解决主传热设备的热膨胀问题。

法国的“凤凰”快堆和“超凤凰”快堆电厂采用的都是第一种形式的支撑结构，将钠泵和中间热交换器吊装在堆顶板上，下端可以移动。俄罗斯的 BN-600 快堆电厂和中国的 CEFR 实验快堆采用的是第二种形式的支撑结构，将钠泵和中间热交换器支撑在主容器内承重支撑板上的支撑筒上面，并在支撑筒的外面设置了热屏蔽层与热池中的钠相分隔，对于钠泵，还在周围建立了一个在冷池中流动钠的冷却通道。

应当指出，BN-600 快堆电厂和中国的 CEFR 实验快堆采用支撑筒外加热屏蔽的支撑结构，并对钠泵设置专门冷却流道的主要原因，还是出于避免使主传热设备在蠕变温度以上工作，从而降低对设计和材料性能的要求。

在回路式结构的钠冷快堆中，由于钠泵和中间热交换器都是通过管道连接的独立设备，不存在热池结构中的支撑问题。

无论何种类型的钠冷快堆，都必须采用多条传热环路并联的运行方式。由于结构的不同，主传热回路的分隔方式也不同。池式结构的钠冷快堆，由于主传热设备的支承方式不同，对一回路中各环路的分隔存在两种不同的方式。在主传热设备吊装这一形式的快堆中，如“凤凰”和“超凤凰”堆，主容器内的热池和冷池对一回路的各个环路是公用的，各环路的分隔通过在各环路的中间热交换器入口处设置封闭装置来隔断，从而实现只有部分环路的运行。在采用支承筒这一形式的快堆中，如 BN-600 快堆电厂和 CEFR 实验快堆，将冷池加以分隔，使每一条环路的泵和其热交换器的出口处于各自被分隔开的冷池中，从而实现各环路的分隔。

对主热传输系统而言，主容器氩气腔中氩气压力的选择应考虑避免一回路钠泵发生气蚀所需要的叶轮入口处的压头。氩气压力选择过大，又将增大主容器密封的难度。“超凤凰”快堆电站的氩气压力为 0.104MPa，BN-600 快堆电站的氩气压力为 0.137MPa，CEFR 实验快堆的氩气压力为 0.105MPa。

从保证环境的放射性防护安全考虑，BN-600 快堆电厂

和 CEFR 实验快堆的主容器外面都设置了一个保护容器, 以保证一旦主容器发生泄漏时能将带放射性的钠包容, 避免对环境造成放射性污染。在“凤凰”和“超凤凰”堆中, 则从堆坑防止高温钠和铀与混凝土的反应后果上采取了一些措施, 以增加主容器的安全裕度。

在主热传输系统中, 一回路的钠泵沉浸在液钠内的下部轴承一律采用钠的液力轴承, 在这种轴承中, 泵轴与轴承面间的间隙非常小, 当泵运行, 特别是启动时对液钠的纯度要求很高, 同时, 还考虑腐蚀等方面的原因, 因此, 主容器中的钠必须随堆的运行进行实时净化。在池式结构中, 有两种钠的净化方式, 一种是在主容器内 (俗称堆内) 进行净化, 另一种是在主容器外 (俗称堆外) 进行净化。

在堆内进行钠净化, 要求净化系统的设备, 如冷阱等, 必须耐高温且体积受到限制, 这需要研制专用设备, 这是比较困难的, 优点是它的安全性能好, 不会增加放射性钠泄漏到主容器外的概率。

BN-600 快堆电厂和 CEFR 实验快堆都采用堆外净化方式。将主容器中的钠引向设置在堆外的冷阱进行净化, 然后再返回到主容器。由于净化用的冷阱带有放射性, 必须布置在位于反应堆下面的密封的房间中, 造成净化设备低于主容器中的钠自由液面, 因而如果净化系统出现泄漏事故时, 主容器中的钠可能被虹吸, 发生放射性钠的泄漏事故, 必须在主容器内净化系统的进口和出口设置防止虹吸破坏装置和考虑如何防止钠净化系统不发生钠泄漏。

在钠冷快堆的主容器中, 热钠池的钠温可能达到 550°C , 而冷钠池中的钠温约为 350°C , 尽管主容器内的工作压力不高, 但它是在高温和大温差之下工作, 并且承载的重量载荷很大, 钢材处于会发生蠕变的温度条件下, 因此, 对主容器材料性能的要求很严格, 同时, 应设法避免主容器在蠕变温度条件下工作。

在池式钠冷快堆的主热传输系统中, 用于测量中子功率的电离室如果不能置于主容器之外而必须置于主容器之中时, 就要求电离室能够承受 $400\sim 500^{\circ}\text{C}$ 的高温, 这对于电子设备而言是非常困难的。因此, 在 BN-600 快堆电厂和 CEFR 实验快堆中, 在采用一体化的一回路冷却系统中专门开辟了一个电离室的钠冷却回路, 使电离室能够在合适的温度下工作。

主热传输设备采用第二种支承形式的池式钠冷快堆, 主容器内的上支承板是主热传输系统中将一回路的冷钠池与热钠池分隔的结构, 同时也是堆本体的支承和承重结构, 为了初次向主容器充钠以及必要时从主容器向外排钠的需要, 在支承板上设置了一些溢流孔。在反应堆运行过程中, 钠会通过这些溢流孔流动, 流动的钠与热池或冷池中的钠混合, 会引起钠温波动, 影响到支承板的安全。因此, 应控制溢流孔流量, 使各个混流点的温度波动被限制在允许的范围内。

在池式钠冷快堆的主容器中, 从钠循环泵出口到压力联箱之间是通过钠的输送管道连接的, 为了测量通过堆芯的钠流量, 可以在管道上安装电磁流量计, 但是它的电绝缘材料不耐高温, 在电厂整个寿期内不能保证它不出故障或损坏, 又无法在主容器内进行检修, 可靠性不能充分保证。因此, 在 BN 这一形式的快堆内, 在冷池中钠循环泵结构的出口处设置了一条分支流道, 通过该分支流量与堆芯流量的比例关系来确定堆芯流量。

中国实验快堆 CEFR 的一回路就采用了池式结构, 主热设备采用了第二种支承形式, 主热传输系统图见图 6.1-36。以下将主要以中国实验快堆为例 (不特别说明的情况,

均取自中国实验快堆的图表), 介绍池式钠冷快堆主热传输系统的特点。

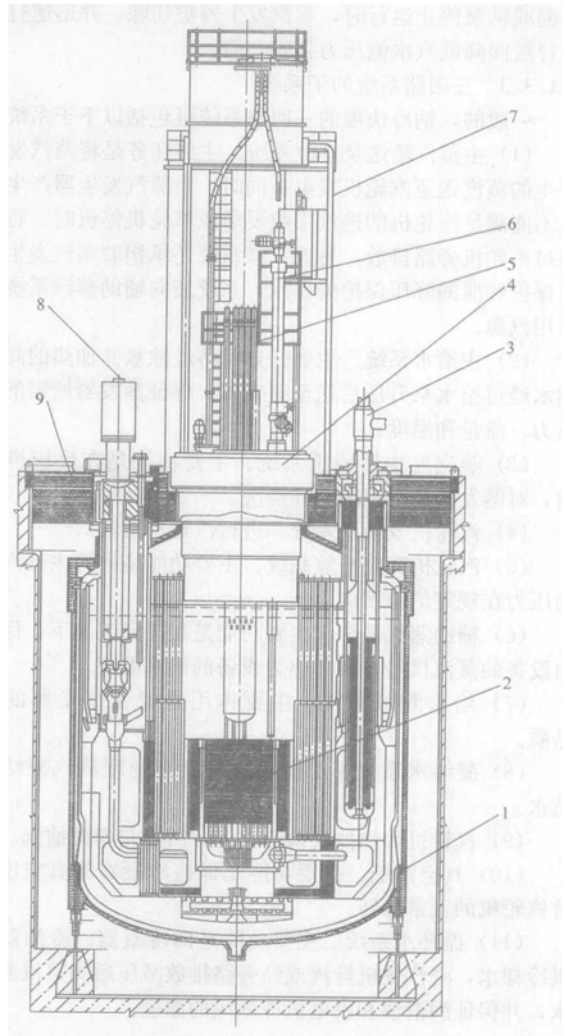


图 6.1-36 中国实验快堆主热传输系统图
1—堆容器；2—堆芯；3—中间热交换器；4—旋塞；5—控制棒驱动机构；6—堆内换料机；7—堆顶防护罩；8—一回路的钠循环泵；9—堆顶固定屏蔽

6.1.3 钠冷快堆三回路系统简介

关于钠冷快堆一二回路的系统和设备将在后面的 6.2 和 6.3 节有详细的说明, 钠冷快堆的三回路系统和设备与压水堆电站相比较, 没有较大的差别, 本节对钠冷快堆的三回路系统作简单的介绍和说明。

6.1.3.1 系统的运行功能

钠冷快堆的三回路系统实际是作为反应堆的一个热阱, 一个热电转换系统, 在额定工况下, 要将反应堆运行产生的热量导出、发电, 同时, 还要将反应堆在各种低功率工况下运行产生的热量导出。

钠冷快堆三回路系统的设计, 要满足反应堆各种工况的要求, 在运行中, 要根据反应堆工况的变化, 调整汽轮发电机组的运行工况。

CEFR 实验堆的三回路系统还必须向蒸发器提供适温的除盐除氧水, 并保证蒸发器出口的钠温在允许的范围内。

6.1.3.2 系统的安全功能

钠冷快堆的三回路系统还承担着蒸汽发生器超压保护和泄露保护的功能, 当汽轮机甩负荷主汽门关闭, 主蒸汽压力

升高时,通过旁路排放阀、大气释放阀、安全阀的开启,保证蒸汽发生器工作在压力允许的范围内。当蒸汽发生器发生泄漏或钠泵停止运行时,蒸汽发生器被切除,并迅速打开大气释放阀降低汽水侧压力到安全值。

6.1.3.3 三回路系统的子系统

一般的,钠冷快堆的三回路系统可包括以下子系统:

(1) 主蒸汽输送及排放系统。主要任务是将蒸汽发生器产生的蒸汽送至汽轮机发电,同时,当蒸汽发生器产生的蒸汽不能满足汽轮机的进汽参数要求或汽轮机停机时,将蒸汽通过汽轮机旁路排放,另外,该系统还承担着蒸汽发生器超压保护和泄漏降压保护的作用,系统还向辅助蒸汽系统提供备用汽源。

(2) 主给水系统。主要任务是将经除氧并加热的高温凝结水经过给水泵升压后送至蒸发器,保证蒸发器所需的给水压力、流量和温度。

(3) 蒸汽发生器清洗系统。主要功能是在反应堆停堆后,对蒸发器进行定期循环清洗。

(4) 汽轮机及辅助系统。进行汽轮机发电。

(5) 汽轮机旁路排放系统。主要功能是维持主蒸汽系统的压力在规定的范围内。

(6) 辅助蒸汽系统。主要功能是在任何工况下,保证热力设备的蒸汽供给,维持热力设备的给水温度。

(7) 给水除氧系统。主要作用是保证蒸发器的给水品质。

(8) 凝结水系统。主要功能是反复处理蒸汽凝结的凝结水。

(9) 汽轮机回热抽气系统。进行回热非调整抽汽。

(10) 真空系统。主要功能是保持冷凝器的真空度,维持汽轮机的正常运转。

(11) 循环水系统。主要功能是向冷凝器、冷油器等提供冷却水,将汽轮机排汽或经旁路排放减压后的蒸汽凝结成水,并保证润滑油和发电机冷却风的温度。

6.2 池式钠冷快堆的一回路系统及设备

池式钠冷快堆一回路系统的最大特点是一回路系统和设备(包括一回路钠泵和热交换器)置于一个密封的主容器内,这种方式称为一体化布置,即堆芯和一回路的工作介质、设备都布置在主容器内。

一般,主容器的下面部分(钠池)为一回路的工作介质——液态钠,上面部分是压力高于外部大气压的氩气,同时,钠池应分成两部分,热池和冷池。

液态钠与氩气的交接面为钠的自由液面,液面随反应堆的运行工况、钠温和氩气压力变化而自由移动。

俄罗斯的 BN-600 和中国实验快堆的主热传输设备—钠泵和中间热交换器通过支承筒坐在主容器内的上支承板上,法国的“凤凰”和“超凤凰”型快堆则悬吊在堆顶板上。无论哪一种支承结构,钠泵的吸入口和中间热交换器的钠出口都置于冷钠池中,中间热交换器的入口部分则置于热钠池中。

6.2.1 一回路系统的构成及功能

6.2.1.1 一回路系统的功能

钠冷快堆一回路系统的主要功能是将堆芯的热能通过中间热交换器传输到二回路的蒸汽发生器,同时,还有不同的钠辅助循环通道,它们的功能是使钠泵、主容器和堆内电离室能够在低于使用钢材的蠕变温度以下工作。

6.2.1.2 一回路系统的构成

一回路系统设置几条并联运行的环路应该根据快堆需要

传输的热功率及其结构和传热设备的情况来决定,如 CEFR 实验快堆传输的热功率是 65MW,就采用了两条并联运行的环路。

每条环路的主循环流道由一台钠循环泵、一台或几台中间热交换器和环路中的管道及堆内结构构成,如 CEFR 实验快堆的一条环路的主流道由一台钠泵、两台中间热交换器、泵出口端至压力联箱间的管道、压力联箱和堆芯所组成。

此外,还有由一回路钠机械泵在主容器内实现的钠循环,以及为实现不同辅助功能而设置的各种辅助循环流道。例如在 CEFR 实验快堆中用来冷却主容器、钠泵和电离室的辅助循环通道等。

6.2.1.3 一回路系统的流程

池式钠冷快堆一回路系统流程原理简图可见图 6.1-37。

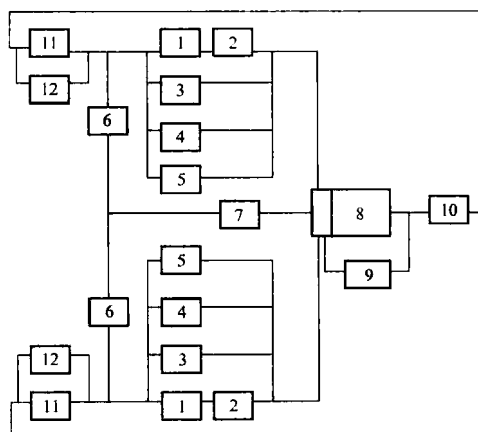


图 6.1-37 一回路流体系统原理图

(假设两个环路)

1—环路中的一回路主循环泵;2—环路中的一回路泵的止回阀;3—环路中的一回路泵的密封;4—环路中的流量计;5—环路中的一回路泵的支撑冷却通道;6—环路中主容器冷却通道的单独段;7—环路中主容器冷却通道的公共段;8—堆芯;9—电离室通道;10—生物屏蔽管通道;11—环路内的中间热交换器;12—环路内的中间热交换器密封

(1) 主循环通道的流程。冷钠池中的钠被钠机械泵吸入,经泵的叶轮增压,沿着泵出口至压力联箱间的管道进入堆芯下面的压力联箱,然后进入堆芯,被燃料元件加热后的高温钠(可达 500℃或更高)在热钠池中排放,进入中间热交换器入口,经中间热交换器进行热交换后,从出口流出,返回到冷钠池。

(2) 辅助循环通道的流程。钠泵的辅助循环通道是,通过泵固定部分支承中的节流孔道进入泵支承冷却的上升流道,经溢流孔进入下降流道,一部分钠流量经位于热池中的开孔进入冷钠池,余下的部分钠流量则经堆内支承板上的开孔,返回到冷钠池。

主容器的辅助循环通道是,从压力联箱经周向布置的节流部件进入冷钠池,沿着主容器内壁进入其上升通道,经流道壁上的溢流孔进入其下降通道,然后经安装在堆内支承板上的节流部件返回到冷钠池。

堆内电离室的辅助循环通道是,从压力联箱经管道将钠引入到电离室的流道中,从其出口返回到电离室结构外围的冷钠池中。

(3) 一回路系统的运行参数。以 CEFR 实验堆为例，一回路系统在额定运行工况下，系统的主要参数列于表 6.1-27。

表 6.1-27 额定运行工况下 CEFR 一回路系统的主要参数

名 称	数 值	附 注
1 热功率 (MW)	65	
2 一回路系统参数		
2.1 钠流量		
经过堆芯 (kg/s)	303.0	
经过一台中间热交换器 (kg/s)	78.9	
经过一台独立热交换器 (kg/s)	1.66	
2.2 入口钠温度		
堆芯入口 (℃)	360	
中间热交换器入口 (℃)	516	
独立热交换器入口 (℃)	516	
2.3 出口钠温度		
堆芯出口 (℃)	530	
中间热交换器出口 (℃)	353	
独立热交换器出口 (℃)	490	
2.4 氦气压力		
主容器内 (MPa)	0.05	
保护容器内 (MPa)	0.028	

6.2.2 一回路系统的设备

以中国的 CEFR 实验堆为例来介绍一回路系统的几个主要设备。

6.2.2.1 一回路钠循环泵

(1) 一回路钠循环泵的功能。一回路钠循环泵的功能是保证所需流量的钠冷却剂通过一回路，将堆芯的热量带走。对 CEFR 实验堆，还应保证在反应堆的正常运行和某些事故保护停堆工况以及长期停堆情况后运行，用于对一回路的钠进行加热。CEFR 实验堆的一回路主冷却系统有两条环路，每条环路各有 1 台一回路钠循环泵。泵的一般类型为离心、立式、单级、自由钠液位，参见图 6.1-38。

(2) CEFR 实验堆一回路泵的主要参数见表 6.1-28。

表 6.1-28 一回路泵的主要参数

序 号	参数名称	单 位	数 值
1	流量	m ³ /h	855
2	输送钠的温度	℃	360
3	气腔中的氦气压力，不低于	MPa	0.05
4	质量：		
	可抽出部分	kg	12 000
	泵组件	kg	15 940

(3) 泵体结构。CEFR 实验堆一回路泵的主要组成部分如下：

1) 泵的可抽出部分。在泵上部的双重径向止推滚珠轴承。轴承的内套筒与转动的轴承内套构成一个整体，其下部浸没在泵内油箱中，由螺旋槽与圆柱形外壳的螺旋槽形成迷宫泵；泵轴的转动使润滑油沿着通道供给轴承润滑，流经轴承的油返回排入泵内油箱。

2) 泵轴的双端面机械密封，即在泵工作或停泵时用于

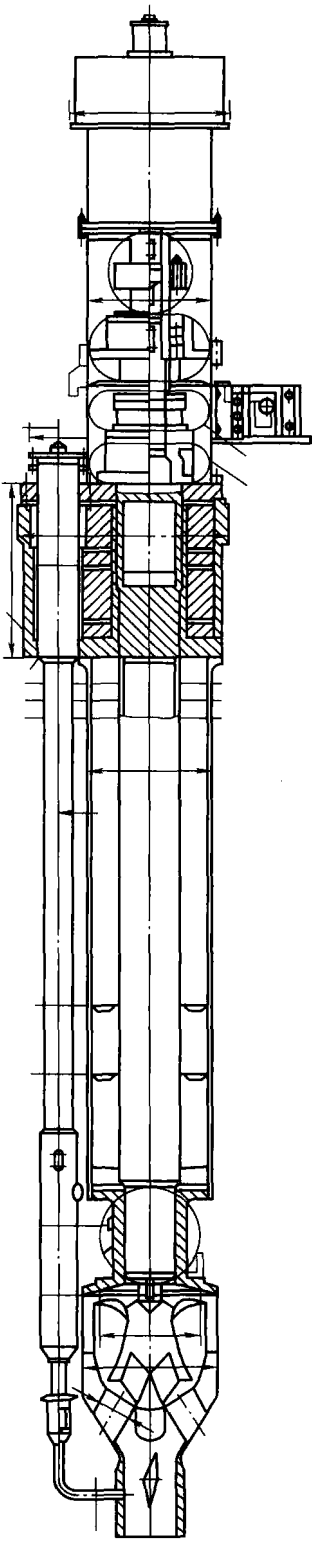


图 6.1-38 一回路钠循环泵

密封泵的气腔。

3) 检修密封结构，用于在更换或检修密封装置期间维持泵气腔的密封，它是用气压传动的机械密封装置。

4) 在壳体周向分布四个制动器，用于在安装上部轴承组件前将轴悬起，其波纹管则用于在泵工作时将气腔密封。

5) 检修密封的容积由波纹管、壳体和基座限定，并可用于当工作密封油泄漏时作为漏油的储存腔。

6) 液压静力轴承。泵轴下端的径向支承是置于钠液面以下的液压静力轴承，它是具有双重节流缝隙（腔室的入口

和出口处)的腔室。

6.2.2.2 中间热交换器

(1) 中间热交换器的功能。中间热交换器是带放射性的—回路主冷却系统的钠和非放射性的二回路主冷却系统钠的固体边界。通过二回路系统侧的氦气压力高于主容器腔—回路侧氦气压力的方式,在换热管破裂时,二回路侧钠向—回路侧泄漏,阻止带放射性的一回路侧钠外逸。

二回路系统用来隔离—回路系统和水/蒸汽(三回路)间的联系,避免出现放射性钠与水反应的可能性。

堆芯核裂变产生的热量通过中间热交换器经蒸汽发生器传递给水/蒸汽系统(三回路)。

(2) 中间热交换器的结构。以CEFR实验堆为例,介绍中间热交换器的一般结构,见图6.1-39。

中间热交换器为立式布置、管壳型、浮头式的换热设备。二回路系统的钠冷却剂从轴向引入,从周向导出,—回路系统的放射性钠从壳程通过,二回路系统的非放射性钠从管程逆向流动。

中间热交换器主要由管束、压力室、排放室、中心管、屏蔽部件和保护套组成。

管束由上管板和下管板、内筒体和外筒体、换热管、拉杆、定位钢带等零、部件组成。

换热管束被焊接在上、下两块管板上,沿直线管段在管束的轴向高度上安装有定位带。二回路的钠中心下降管与换热管束间为绝热惰性气体夹层,构成该层的套管一直延伸到钠出口端,在出口端由波纹管密封连接,既避免冷热段间的热损失,同时也允许冷热段间可相对移动,解决设备的热膨胀问题。换热管束的出口端设计有钠流量分布装置,避免换热管束出来的热钠径向温度引起热膨胀。

压力室由椭圆形封头,筒体和下管板互相焊接而构成,压力室内装有呈锥形状的反射盘,以保证冷却剂沿管束均匀分配。中心管由外套管和内套管组成,用作将二回路冷却剂引入到热交换器压力室内,中心管内置有钠排放管,用作中间热交换器二回路侧的充排钠。

排放室由外筒体、过渡段、带顶盖的三通等组成,它与上管板和中心下降管的外套管刚性连接。

屏蔽部件由钢板和石墨组成,下部固定在热绝缘部件上,整个屏蔽部件制造成可抽出形式,配置在排放室外面。

保护套用钢板制成,与被保护的表面之间留有必要的间隙,用以防止冷却剂在中间热交换器二回路侧的气密性遭到破坏时泄漏到反应堆厂房内。

池式钠冷快堆的第二种安装形式中,中间热交换器安装在反应堆主容器带有窗孔的支承筒上,中间热交换器—回路侧的钠入口端与支承筒上的窗孔相通。

(3) CEFR实验堆的中间热交换器的主要设计参数见表6.1-29。

表 6.1-29 中间热交换器主要参数

序号	名 称	单 位	数 值	
			—回路(壳程)	二回路(管程)
1	热功率	MW	16.4	16.4
2	介 质		Na(放射性)	Na(非放射性)
3	入口钠温	℃	516	310
4	出口钠温	℃	353	495
5	设计压力	MPa	0.14	1.0
6	质 量	kg	9500	

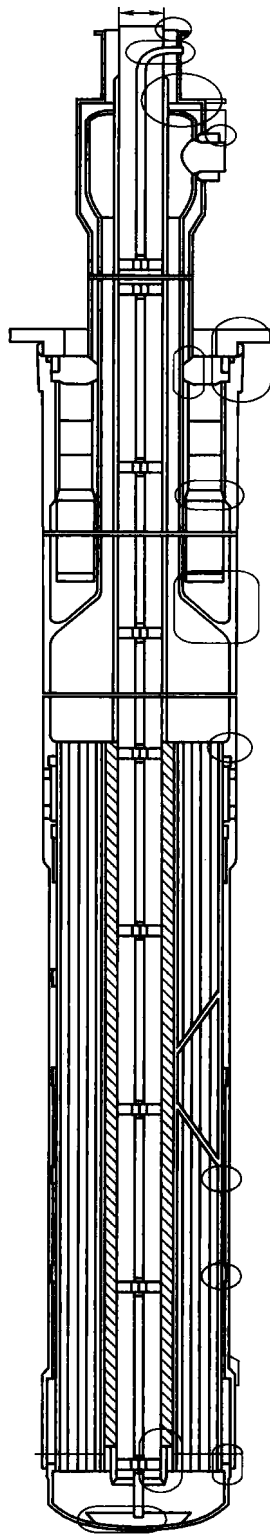


图 6.1-39 中间热交换器

6.3 池式钠冷快堆的二回路系统及设备

6.3.1 系统功能

池式钠冷快堆二回路系统的主要功能如下:

(1) 防止钠冷快堆—回路的放射性钠与蒸汽发生器中的水相接触。

(2) 将钠冷快堆—回路的热量经中间热交换器传给二回路,再经蒸汽发生器将热传给三回路的水/蒸汽系统。

(3) 在正常运行和发生与蒸汽发生器无关的事故工况下,二回路系统可将反应堆余热排到最终热阱。

6.3.2 工艺流程

以中国实验快堆的二回路主冷却系统为例介绍池式钠冷快堆的二回路系统。

中国实验快堆的二回路系统包括两条并联的环路,这两条并联环路的组成完全相同,彼此又相互独立。每条环路包括两台中间热交换器的管程、一台蒸汽发生器、一台二回路钠循环泵、一个钠缓冲罐以及阀门、管件和管道等。

二回路主冷却系统的每条环路设置两台中间热交换器,两条环路有四台中间热交换器。每台中间热交换器可传递四分之一反应堆热功率,每条环路的二台中间热交换器相对于该环路的钠循环泵对称布置。

二回路系统的设备布置保证在二回路钠循环泵因故障停止工作后具有自然的循环排热能力,这是依靠二回路系统的热段和冷段温差实现的,当水/蒸汽系统侧具有排热能力(依靠汽轮机旁路)时,可排出堆芯余热。

二回路系统中的低温钠由二回路钠循环泵的侧面排出,进入中间热交换器的中心下降管,在下浮头中反向,经换热

管束由中间热交换器上部流出。二回路系统中的钠与一回路的钠在中间热交换器换热管束内进行热交换,使二回路的钠温升高,然后,从蒸汽发生器的下部进入过热器并自下向上流,在那里钠与水/蒸汽系统中的蒸汽进行热交换。二回路系统的钠在蒸发器中自上而下流过壳程,并在那里与水/蒸汽回路系统中的水进行热交换。钠流出蒸发器,经钠缓冲罐返回钠泵,完成二回路系统的钠循环。

二回路系统的钠缓冲罐的容积可以补偿本系统钠容积的变化,还能减缓钠水反应产生的压力波的冲击。同时在此处监测氢,以判断蒸汽发生器泄漏情况。

在二回路系统管道的热段和冷段的最低位处设置排放管道,分别同二回路贮钠罐相连接,以便于在事故工况下将二回路系统的钠排入储钠罐。

二回路系统和设备的布置可以实现钠循环流动,满足正常运行工况下通过三回路排除堆芯余热的要求。

二回路系统的管道具有自补偿能力。热段工作在蠕变温度以上,满足持久强度的要求,系统具有可靠的钠边界条件。

二回路系统的工艺流程见图 6.1-40。

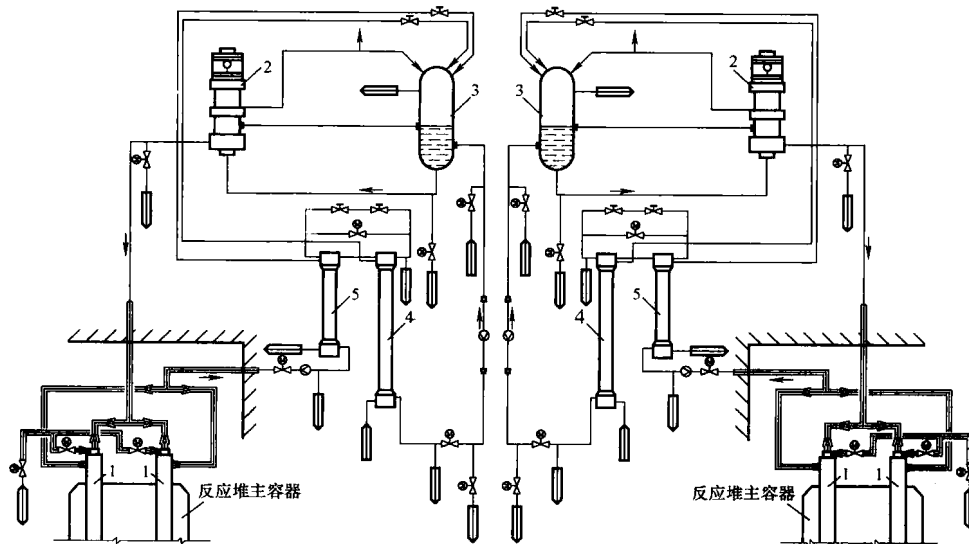


图 6.1-40 二回路主冷却系统流程

1—中间热交换器; 2—二回路钠循环泵; 3—钠缓冲罐; 4—蒸发器; 5—过热器

6.3.3 二回路系统的主要参数

列于表 6.1-30。

表 6.1-30 二回路系统的主要参数

序号	名 称	单 位	数 值
1	热功率	kW	32.5
2	回路内钠流量 (二条环路)	kg/s	274
	环路内钠流量 (一条环路)	kg/s	137
3	工作压力	MPa	0.9
4	最高工作温度	℃	495
5	过热器入口钠温度	℃	495
6	蒸发器出口钠温度	℃	310

6.3.4 主要设备

以 CEFR 实验堆为例来介绍二回路系统的几个主要设备。

6.3.4.1 二回路系统的钠循环泵

(1) 功能。二回路系统的钠循环泵用来实现二回路系统

冷却剂的强迫循环。泵的一般类型为离心、立式、单级、单吸,自由钠液位,见图 6.1-41。

(2) CEFR 实验堆二回路泵的设计参数见表 6.1-31。

表 6.1-31 二回路泵主要设计参数

序 号	参数名称	单 位	数 值
1	流量	m ³ /h	570
2	输送钠的温度	℃	310
3	轴功率, 不小于	kW	78
1	质量: 可抽出部分	kg	5600
2	槽	kg	6400
3	机组总重	kg	12 000

(3) 二回路泵与一回路泵结构的主要差别。二回路钠循环泵的基本结构及其辅助系统与一回路泵基本相同,主要差别在于:①二回路泵有一个固有的槽(外壳),外表面装有电加热器和保温层,以预加热和保温;②二回路钠循环泵没有止回阀机构;③二回路钠循环泵的气腔压力较高;④二回

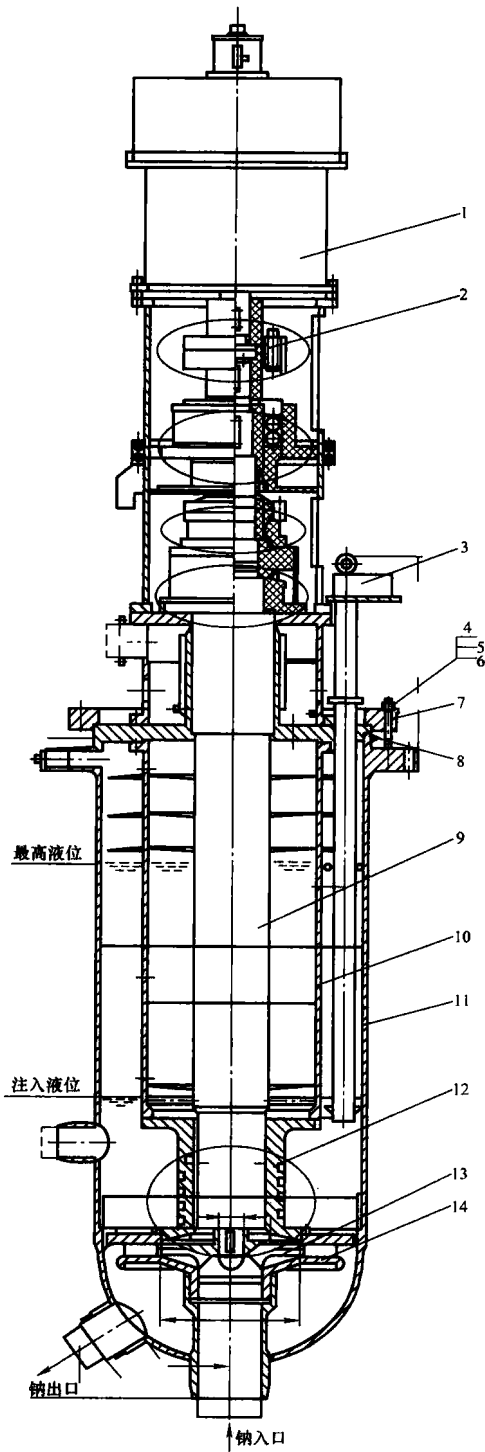


图 6.1-41 二回路钠循环泵

- 1—电动机；2—联轴器；3—液位计；4—螺栓；
5—螺母；6—垫片；7—法兰；8—顶盖；9—泵轴；10—下部内壳体；11—上部内壳体；12—液静力轴承；13—叶轮；14—导流件

路钠循环泵有一条到钠缓冲罐去的泄钠通道；⑤二回路钠循环泵的结构小，质量轻；⑥二回路钠循环泵为回路式布置，总高度要比一回路钠循环泵低。

6.3.4.2 钠缓冲罐

钠缓冲罐结构见图 6.1-42。

(1) CEFR 实验堆钠缓冲罐的主要设计参数。

几何容积	7.5m ³
钠体积（注钠状态）	3.39m ³

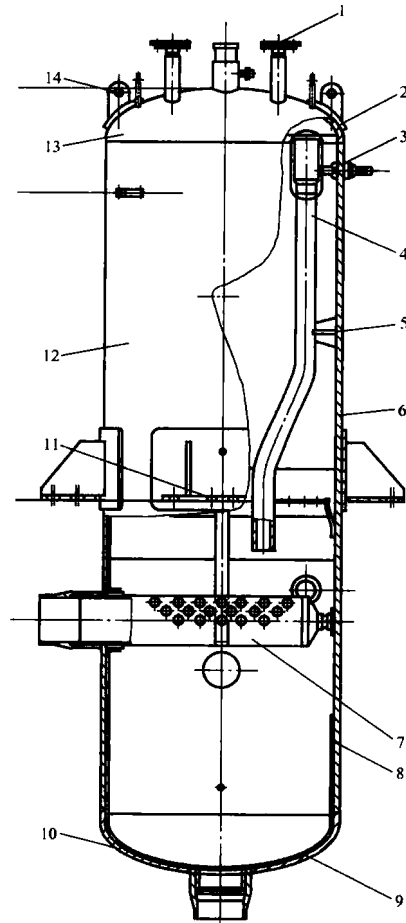


图 6.1-42 钠缓冲罐

- 1—接管；2—热屏蔽；3—连接管；4—导管；
5—支撑；6—热屏蔽；7—主集流管；8—热屏蔽；
9—底部封头；10—热屏蔽；11—耳式支座；
12—壳体；13—顶部封头；14—吊耳

工作状态钠体积 3.9m³

额定工况下保护气体压力 0.1MPa

额定工况下钠温度 310℃

(2) 功能。钠缓冲罐用于在运行中补偿二回路系统的钠由于热膨胀而发生的体积变化。CEFR 实验堆在二回路的每条环路中设置有一个钠缓冲罐，布置在蒸汽发生器与二回路钠循环泵之间的冷段上，由钠缓冲罐中钠液位和二回路钠循环泵腔中钠液位的波动来补偿钠体积的变化。

(3) 参数。钠缓冲罐与二回路钠泵腔室的钠液位存在高度差，它由二回路钠泵液静力轴承的流量来确定，以使泵中液静力轴承的回流钠通过溢流管进入钠缓冲罐。

以 CEFR 实验堆的钠缓冲罐为例，在额定工况下，罐内的氦气压力为 0.1MPa，钠温从 250℃ 升高到 495℃ 时，钠缓冲罐中钠液位变化 0.33m，钠泵中液位变化 0.38m。

CEFR 实验堆的钠缓冲罐直径为 1.4m，高度为 5.07m，截面积为 1.54m²，充钠 3.39m³，钠液位高度为 2.4m，氦气容积为 4.11m³，二回路系统钠总体积为 25m³。

6.3.4.3 蒸汽发生器

蒸汽发生器结构见图 6.1-43。二回路系统的蒸汽发生器由蒸发器和过热器两个模块组成，主要功能是自二回路导出热量并生产过热蒸汽。

蒸汽发生器的换热管是二回路钠与三回路水/蒸汽介质

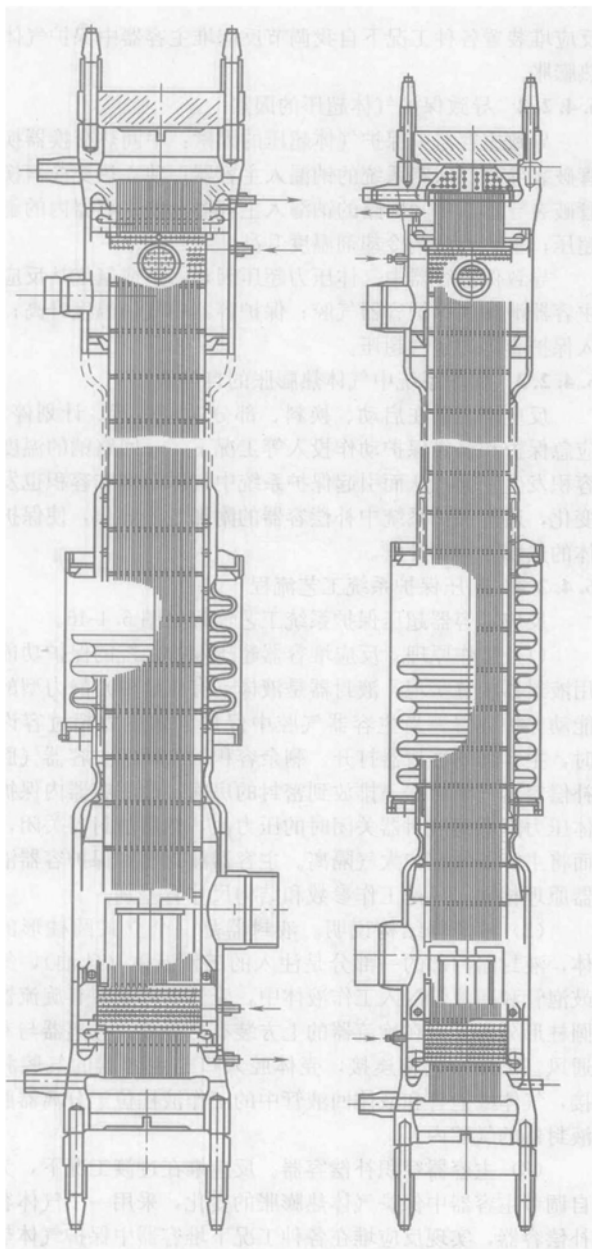


图 6.1-43 蒸汽发生器（蒸发器和过热器）

间的固定边界。当换热管破裂发生钠水反应时，一方面蒸汽发生器可以将反应产物排入事故保护系统的排放罐，同时向大气释放高压气体和反应产生的氢气，另一方面依靠蒸汽发生器进、出口处的电动截止阀快速切断与水、蒸汽、钠的联系，保证事故工况下系统和设备的安全。

蒸汽发生器设有钠—水反应保护系统，不但可以保证钠—水反应事故下蒸汽发生器设备安全而且是二回路系统的超压保护装置。

蒸汽发生器出、入口管道上设置截止阀，满足蒸汽发生器在事故工况下系统和设备排钠充氮气的要求，具有事故工况下的安全保证。

6.4 池式钠冷快堆的反应堆应急保护系统

6.4.1 钠冷快堆的应急余热排出系统

6.4.1.1 应急余热排出系统的功能

应急余热排出系统是专设安全设施，它的主要功能是在出现事故工况和严重事故时保证安全停堆和排出反应堆的余热。

应急余热排出系统的主要特点是采用非能动工作原理，

即在系统中采用一回路和中间回路钠的自然循环和空气的自然循环排出余热。

系统的设计还应考虑独立性和多重性原则，可设置两套相互独立应急余热排出系统，每套单独工作就能排出反应堆剩余发热。

应急余热排出系统的功能分为正常停堆工况下的余热排出和事故工况下的余热排出。

在计划停堆和大部分事故停堆后，反应堆的余热依靠主热传输系统的一、二、三回路排到最终热阱，主热传输系统实现排出余热的条件是：厂区电网有电，至少有一个回路的一、二、三回路内的设备和相应的管道完好。

在事故工况下，由非能动应急余热排出系统将堆芯余热排入大气。

(1) 系统的流程。钠冷快堆应急余热排出系统简单的工作原理如图 6.1-44。

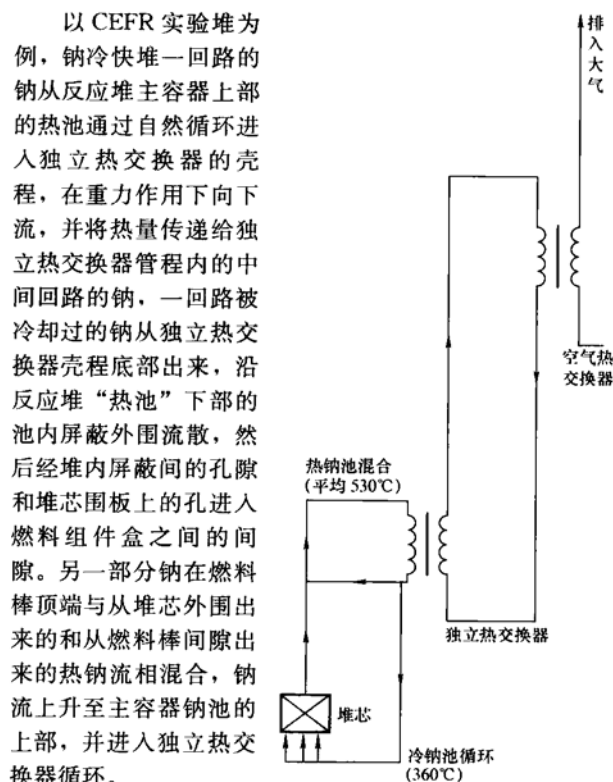


图 6.1-44 应急余热排出系统原理

空气在通风管抽力的作用下经进口风门进到空气热交换器，带出应急余热排出系统中间回路钠的热量，并经出口风门和通风管排入大气。应急余热排出系统依靠热池内钠流的循环、中间回路钠的自然对流和空气热交换器气侧的自然通风来排出堆芯余热。

(2) 系统的安全功能。应急余热排出系统用于在发生蒸汽发生器给水中断、反应堆失去外部电源和地震时，不能通过蒸汽发生器将热量排出时，将反应堆的剩余释热传给最终热阱—大气，从而保证燃料元件、堆内构件和反应堆容器处于可接受的温度限值以内。

在反应堆正常运行过程中，应急余热排出系统应处于热备用状态，确保该系统中一回路钠、中间回路钠及热阱有足够量的冷却剂通过系统进行自然循环。

(3) 系统的可靠性保证。系统的结构排除了反应堆运行时不可监测的、影响事故发展的部件；设备的布置有利于系统中中间回路冷却剂的自然循环；系统中任何一个能动部件发

生故障时,该系统应能执行指定的功能;不同通道的同一型号的设备布置在相互隔离的房间内;空气热交换器和独立热交换器之间的连接管道采用双层管道;在堆运行时,系统中没有不被监测的部件;在系统的中间回路设置了钠泄漏监测、钠纯度监测和防止钠凝固的钠温度监测。

应急余热排出系统与相关的辅助系统通过双重截止阀连接。在空气热交换器发生钠泄漏的情况下,通过托板上可熔化的膜保证将钠排至专用的排放容器中。

反应堆运行时,系统总是处在“热”备用状态。

6.4.1.2 应急余热排出系统的组成

以CEFR实验堆为例,应急余热排出系统由两个相同的独立通道所组成,每个通道由中间回路和热阱管路构成。中间回路冷却剂采用钠,热阱冷却剂采用大气空气。

应急余热排出系统包括独立热交换器、空气热交换器、连接独立热交换器和空气热交换器之间的钠管道、相关辅助系统的截止阀、氩气系统管道。热阱包括:空气管道、抽风管。

CEFR堆的应急余热排出系统总体布置和系统流程图见图6.1-45。

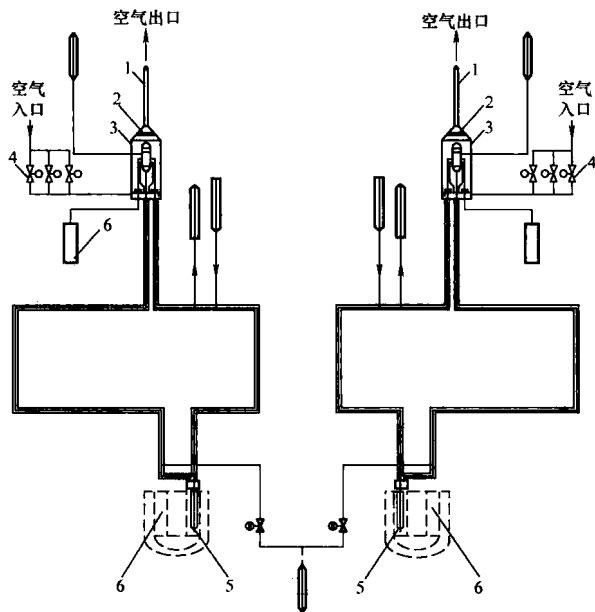


图 6.1-45 应急余热排出系统流程图

1—烟囱（排风通道）；2—出口风门；3—空气热交换器；4—进口风门；5—独立热交换器；6—钠池

应急余热排出系统的所有组成部分,除抽风管之外,都布置在反应堆厂房和空气热交换器的隔离室中,它们能承受地震、冲击波、飞机坠落等载荷。

空气热交换器和独立热交换器之间的中间回路都设置有保护套管,防止事故工况下中间回路的钠向外泄漏。

热交换器设备、抽风管的标高根据能形成钠的自然循环和实现可靠的空气冷却条件来选定。

应急余热排出系统的运行由相关的辅助系统予以保证:工艺过程自动化系统、供电系统、钠净化系统、钠中杂质监测系统、应急余热排出系统的氩气系统、真空系统、钠充排系统、经空气热交换器的空气循环系统、消防系统。

6.4.2 反应堆容器超压保护系统

6.4.2.1 系统的功能

反应堆容器超压保护系统用来保护反应堆主容器和保护容器,以避免容器内的保护气体压力超过运行限值,同时在

反应堆装置各种工况下自我调节反应堆主容器中保护气体的热膨胀。

6.4.2.2 导致保护气体超压的因素

导致主容器中保护气体超压的因素:中间热交换器换热管破裂导致二回路系统的钠漏入主容器;独立热交换器换热管破裂导致其中间回路的钠漏入主容器;使主容器内的氩气超压;主容器内钠冷却剂温度升高。

导致保护容器中气体压力超压因素:钠或氩气从反应堆主容器泄漏到保护容器气腔;保护容器中气体温度升高;供入保护容器的氩气超压。

6.4.2.3 保护系统中气体热膨胀的自补偿

反应堆装置在启动、换料、部分功率运行、计划停堆、应急保护和警告保护动作投入等工况下,一回路钠的温度和容积发生变化,从而引起保护系统中气体温度和容积也发生变化,通过保护系统中补偿容器的附加气体容积,使保护气体的热膨胀得到补偿。

6.4.2.4 超压保护系统工艺流程

反应堆容器超压保护系统工艺流程见图6.1-46。

(1) 工作原理。反应堆容器超压保护系统的保护功能采用液封器装置实现。液封器是液体（有机硅油）静力型的非能动保护装置,当主容器气腔中保护气体压力超过容许值时,主容器的液封器打开,剩余容积的气体经主容器气腔—补偿容器—液封器—排放到密封的房间,使主容器内保护气体压力降低到液封器关闭时的压力值,然后液封器关闭,从而将主容器气腔与大气隔离。主容器液封器和保护容器液封器原理相同,只是工作参数和结构尺寸有差别。

(2) 液封器结构说明。液封器是一个立式圆柱形的壳体,液封器内部的一部分是注入的工作液体（硅油）,气体鼓泡管和回液管浸入工作液体中,壳体上部是装有旋流器的圆柱形分离器,在旋流器的上方装有挡板栅。分离器与专用通风（出口）管相连接,壳体腔入口与主容器的气腔相连接,气体鼓泡管和液体回液管中的工作液柱位于分离器腔和液封器的气腔内。

(3) 主容器容积补偿容器。反应堆在过渡工况下,为了自调节主容器中保护气体热膨胀的变化,采用一个气体容积补偿容器,实现反应堆在各种工况下堆容器中保护气体热膨胀的自我调节,另外,在中间热交换器换热管破裂事故下或者堆芯熔化的假想事故下,也由气体容积补偿容器来对主容器气腔的压力变化进行补偿,从而在主容器中不设钠溢流系统。

确定补偿容器的容积时,受到主容器中保护气体温度平均积分值的影响,与保护气体在主容器气腔内自然对流、热辐射、钠蒸汽的蒸发与冷凝、堆顶盖各通孔和接管的热交换等诸多因素有关。

6.4.3 蒸汽发生器应急保护系统

6.4.3.1 系统的功能

蒸汽发生器应急保护系统用于保护蒸汽发生器和二回路系统的压力边界,在蒸汽发生器发生钠水反应时能够及时探测泄漏,通过系统内设备的操作,保证二回路系统和蒸汽发生器的压力不超过允许限值。

蒸汽发生器应急保护系统在蒸汽发生器发生钠水反应引起设备内压力升高时,通过排放管道及时泄压,降低二回路系统内压力,保护二回路的主要设备（钠循环泵、蒸汽发生器、中间热交换器、钠缓冲罐、钠阀门）和管道的边界完整,包容钠水反应的液体和气体产物,防止氩气不可控制地向外界排放。

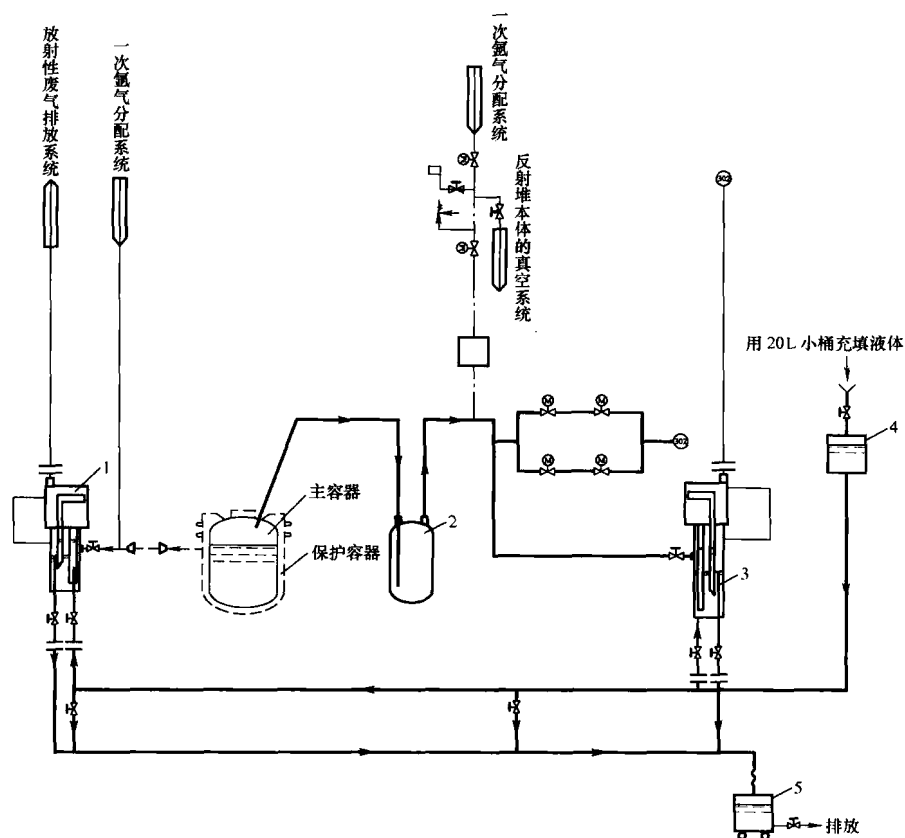


图 6.1-46 反应堆容器超压保护系统流程图

1—保护容器液封器；2—补偿容器；3—主容器液封器；4—充填箱；5—接收小车

蒸汽发生器应急保护系统的主要目的：①保护蒸汽发生器和二回路在反应堆装置的所有运行工况下可靠和安全地运行；②保证当换热表面失去密封时（水泄漏到钠中的大泄漏除外）蒸汽发生器模块的可维修性；③当水泄漏到钠中的大泄漏时，保证蒸汽发生器和二回路，防止压力超出容许值。

蒸汽发生器应急保护系统实现功能的主要途径：当发生二、三回路之间失密封时，自动切断蒸汽发生器，并从蒸汽发生器的模块腔体中排放钠、钠水反应产物和热量。

6.4.3.2 蒸汽发生器应急保护系统工艺流程

蒸汽发生器应急保护系统工艺流程见图 61-47。

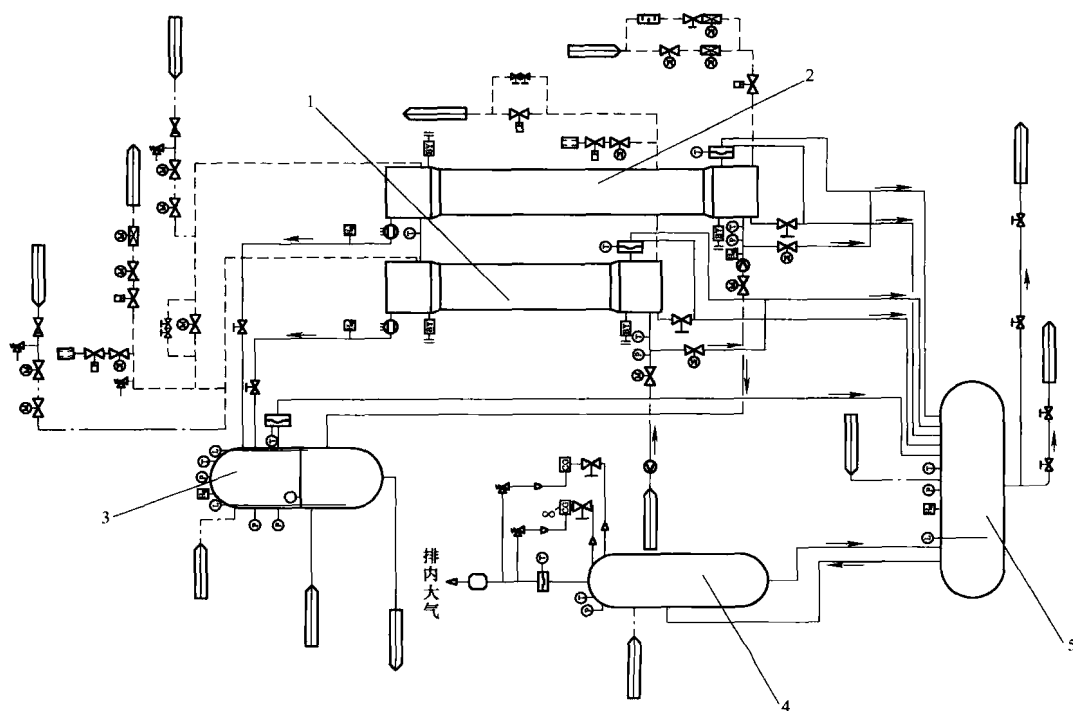


图 6.1-47 蒸汽发生器应急保护系统工艺流程

1—过热器；2—蒸发器；3—钠缓冲罐；4—二级事故排放罐；5—一级事故排放罐

6.4.3.3 系统构成

(1) 系统设备。CEFR 实验堆的蒸汽发生器应急保护系统的主要设备是一级事故排放罐、二级事故排放罐、爆破片装置、氦计和阻火器。

一级事故排放罐为卧式容器，鞍式支座，设置有热电偶和液位计装置，主要用于接收蒸汽发生器中钠水反应后排放的钠水反应产物，在排放罐中液态反应产物和气态反应产物经初步分离，气态产物排向二级事故排放罐，液态反应产物留在罐中等待处理。

二级事故排放罐为立式容器，裙式支座，容器内部设有热电偶探头，主要功能是包容蒸汽发生器钠水反应的气态反应产物，由于该设备在运行期间不加热，因此，气态钠水反应产物可以通过与设备壁面的接触得到冷却，将温度降下来，进而降低设备内的气体压力，减少系统安全阀的启动频率。

爆破片装置为立式结构，无支座，通过与管道的焊接实现设备的安装，结构整体上为角阀门形式，膜片通过由法兰夹紧的夹持器固定在设备的进口管道上，工作介质分别为钠及氢气和氦气的混合气体。

阻火器为不锈钢外壳，内部填充砾石和不锈钢丝网。

氦计的主要功能是通过测量流动的液态钠中氢浓度的变化，探测水/水蒸气向蒸汽发生器钠侧的泄漏及泄漏率的大小。CEFR 实验堆二回路系统的每条环路都设置有一台蒸汽发生器，对应于每台蒸汽发生器，在其钠出口管道上各设置一套扩散型氦计。

(2) 系统对辅助系统的要求。系统对电加热系统的要求如下：蒸汽发生器和二回路运行时，将系统的部件（管道、阀门、设备）加热到热备用温度，使系统处于热备用状态；在进行钠水反应产物处理时，将系统的部件（管道、阀门、设备）加热到运行温度，以保证进行：①排放冷却剂；②一级事故排放罐设备加热；③净化一级事故排放罐和蒸汽发生器的载热剂。

6.4.3.4 系统的功能子系统

(1) 系统功能总说明。与蒸汽发生器应急保护系统压力边界相连接的系统很多，以 CEFR 实验堆为例，相关的连接系统有：二次氦气分配系统、二回路钠充排系统、二回路主冷却系统，为 CEFR 蒸汽发生器应急保护系统服务的其他系统还有过程检测、电加热等仪控系统。

各相关子系统的主要作用：二次氦气分配系统的主要功能是向蒸汽发生器事故保护系统的空间提供覆盖气体，在系统的各种工况下，提供满足系统功能要求的惰性气体；二回路钠充排系统主要用于接收蒸汽发生器钠水反应事故之后经过初步处理和分离的钠，以达到钠回用的目的，在堆容器充钠之前还应负责将二回路的钠提升到一级事故排放罐，以满足向堆容器充钠的钠体积要求；二回路主冷却系统是蒸汽发生器应急保护系统的上一级系统，是主要的服务对象，蒸汽发生器应急保护系统的设备同样承担二回路主冷却系统压力边界的要求。

(2) 蒸汽发生器应急保护系统的主要功能子系统。

- 1) 水泄漏到钠中监测子系统（小泄漏）。
- 2) 水泄漏到钠中监测子系统（大泄漏）。
- 3) 超压保护子系统（蒸汽发生器二和三回路）。
- 4) 沿三回路的切除和排放子系统。
- 5) 超压保护子系统（二回路）。
- 6) 沿二回路的切除和排放子系统。
- 7) 三回路充氦子系统。

8) 事故收集和反应产物分离罐与管道的连接子系统。

9) 状态诊断子系统。

10) 模块中注氢子系统。

6.4.3.5 系统运行参数、限值和条件

(1) 正常运行。在反应堆正常运行时，系统实际处于热备用状态，通过阀门和爆破片装置与主回路隔离，此时系统内没有流动的钠。

设备的壳体温度和管道都处于热备用的加热温度，设备和管道内充满略高于大气压的保护气体作为保护气垫，一般情况下，运行过程中气体压力有一定的上下浮动是正常的，超过一定范围后操纵员应当注意，一旦压力有继续升高或降低的趋势，操纵人员应当进行人为干预，保证气体压力稳定。

(2) 特殊稳态运行。对于蒸汽发生器应急保护系统，特殊稳态是指在某些特殊工况下，系统的各项参数与正常运行不同，但系统仍处在稳定运行的状态。

在应急排放工况下，系统设备及管道仍保持电加热和一定的压力；排放过程中，系统的温度和压力都会上升。

应急排放工况结束后进入事故处理工况，系统首先进行电加热。排放管道通过缠绕在管道外的电热丝加热，控制加热的升温速率；一级事故排放罐的电加热通过罐内部的电加热器和缠绕在设备外的电加热器共同加热，二级事故排放罐的电加热通过临时加装的缠绕在罐外的电加热丝加热，系统所有管道和设备电加热到运行温度保温保持一定时间。然后，停掉电加热装置，设备开始降温，一级应急排放罐内的热量通过保温层散失到设备工艺间中，目的是让已经溶解在钠中的钠水反应产物（氧化钠、氢化钠等）析出，由于与纯钠之间存在密度差，因而在重力的作用下，这部分反应产物会降落到罐体的下部，上部的钠就得到净化。当罐内的钠温降到要求温度时，打开系统通向二回路钠充排系统的阀门，将一级排放罐上部的钠倒入二回路贮钠罐，实现钠回用。这部分钠排出后，重新启动电加热装置，将一级排放罐温度升高，此时，钠水反应产物（氧化钠、氢化钠等）又变成了液态，再打开设备下部的排放管道阀门，逐次将废钠倒入专门的废钠排放罐，倒入过程需要重复数次。

(3) 大泄漏事故信号的输入及形成方式。

1) 钠缓冲罐压力信号。在二回路系统的钠缓冲罐中应安装有气体压力探测器，监督指示气体压力，根据指示的绝对值来判断是否发生异常。由二回路检测系统送来对蒸汽发生器应急保护系统的控制信号。

2) 钠缓冲罐液位。在钠缓冲罐中应安装有液位探测器，监督指示钠液位，根据指示的绝对值或上升速率来判断是否发生异常。

3) 蒸汽发生器出、入口流量差。在蒸汽发生器入口处和出口处都装有流量探测器，探测信号，监督指示钠流量。由二回路检测系统送来出入口流量差开关量（出入口流量偏离正常额定运行值），对蒸汽发生器应急保护系统输出控制信号。

根据逻辑运算，形成蒸汽发生器大泄漏信号。

(4) 小泄漏信号的输入及形成。探测水（蒸汽）泄漏到钠中（小泄漏）是根据钠中出现气态氢的气泡和在钠中和钠缓冲罐气腔中氢浓度的增加来探测的。

在蒸发器溢流管、过热器溢流管和蒸发器出口都有氢气探测器，测量本底浓度，和事故整定值比较。

在钠缓冲罐中安装有氢气探测器，监督指示氢浓度。

在钠流中安装有脉冲噪声探测器，监督指示钠流中压力

噪声，气体体积比正常值波动到一定范围后，则判断出现异常。

这是小泄漏的有效参数，根据小泄漏的判定条件判定小泄漏的形成。

7 快堆燃料操作系统

7.1 钠冷快堆燃料操作系统的任务、特点和要求

堆内燃料操作系统是反应堆堆容器内部操作燃料组件、转换组件、屏蔽组件、反射层组件和控制棒组件（统称“堆芯组件”）的设备总称。它的任务如下：

（1）为了换料，在堆芯与堆内储存位置之间以及在储存设备与堆容器燃料出入口之间交换新组件和乏组件。

（2）为了均匀燃耗，在堆芯不同区域之间倒换组件。

（3）为了减少不均匀辐照肿胀引起的弯曲，将某些堆芯组件就地转动方位。

钠冷快堆燃料操作系统具有下列特点，并提出了一些特殊要求。

（1）金属钠不透明，在液态钠下被操作的对象不可见。燃料组件排列紧密，它们之间没有隔离结构，彼此直接接触。因此要求有精准的定位系统和非直观的监督系统。例如旋塞屏蔽塞（简称“旋塞”）转角误差要求小于 $\pm 0.1^\circ$ ，抓手对中目标的对中误差小于1.5mm。

（2）一回路的钠有很强的 γ 活性，又不能与空气接触，要求整个操作系统必须在有惰性气体保护的密封环境中进行。无论反应堆在运行还是换料工况，换料操作设备贯穿处都不能破坏堆容器的密封。

（3）主容器内钠温很高，热区达 $500\sim 600^\circ\text{C}$ ，操作设备的相当部分，包括传动丝杆、轴承等机件工作在高温钠中。要求摩擦副材料有良好的抗自焊、耐磨损的性能。要求操作机抓手对目标有良好的偏心适应能力，以适应热膨胀引起的堆内构件变形和位移。

（4）钠蒸汽在操作设备上部空隙中冷凝成气溶胶，将阻碍部件的运动。如何对付钠气溶胶是操作设备设计中必须考虑的特殊问题。

（5）快堆功率密度很高，辐照过的燃料组件有很高的衰变余热。对于1200MWe的商用快堆，停堆24h后，一个燃料组件的余热可达50kW。不过液态钠的传热性能优良，

在整个操作过程中，只要组件不离开堆容器内的钠液，燃料元件包壳温度不会超过允许界限。因此，停堆后，余热最高的组件可在堆内钠液中转移位置，但不能立即移出反应堆。

（6）快堆使用高富集燃料，燃料循环中存放的燃料费用很大，要求换料（包括堆外运输、储存）实行快速操作，使存放在堆芯以外的燃料尽量减少。

（7）快堆高燃耗将延长燃料组件在堆内停留时间，引起较大的肿胀和变形，增加拔出组件的阻力，要求操作机有较大的提升力，抓手有很大的承载能力。

7.2 堆内燃料操作系统的类型

钠冷快堆的堆内燃料操作系统可分为两大类：热室式和旋塞式。国际上已建和计划建造的钠冷快堆（包括实验堆、原型堆和商用堆），除美国实验快堆SEFOR（1969年建成）和商用快堆WH-1000及GE-1000（设计）采用热室式燃料操作系统外，其余钠冷快堆均采用旋塞式燃料操作系统，该系统的具体方式，各国快堆都有很大区别，详见表6.1-32和图6.1-53。

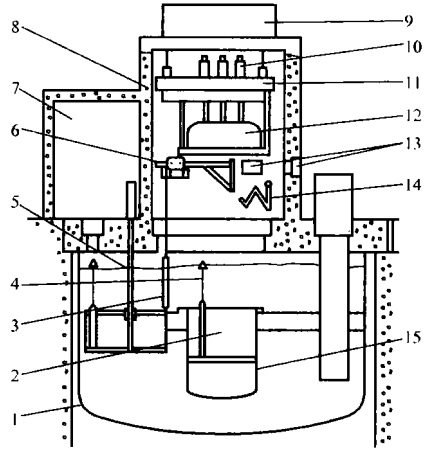


图 6.1-48 热室式燃料操作系统
1—次容器（钠池）；2—堆芯；3—组件；4—延伸杆；5—传送转子；6—悬臂吊车；7—运输走廊；8—堆顶热室；9—屏蔽盖提升机；10—控制棒驱动机构；11—屏蔽盖；12—堆容器盖；13—观察窗；14—机械手；15—堆容器

表 6.1-32

各国钠冷快堆的堆内燃料操作系统类型和结构特性

堆型	堆 名	国 别	堆本体类型			操作系统类型		操作机类型		旋塞数量			堆内储存类型			出入口类型		出入机类型			旋塞密封类型					大旋塞尺寸		示意图号 图 6. 1-56~图 6. 1-58		
			回路式	池式	半池式	热室式	旋塞式	直动式	偏置臂式	伸缩臂式	单旋塞	双旋塞	三旋塞	无储存	旋转储存架	堆芯外围储存	中间转移位置	固定出入口	转动出入口	运输罐车	倾斜式提类升机	A型运输系统	角输送机	机械密封		液态金属密封			外径×高	
																								端面式	膨胀式	Hg	Si-Sn			Bi-Sn-In
实验快堆	Rapsodie	法国	✓				✓	✓			✓		✓					✓	✓							✓		3000	6. 1-53(a)	
	DFR	英国	✓				✓	✓			✓		✓					✓	✓							✓			6. 1-53(a)	
	Fermi	美国	✓				✓		✓		✓			✓			✓	✓								✓		3000×3600	6. 1-53(e)	
	SEFOR	美国	✓			✓		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		图 6. 1-47	
	BR-10	俄罗斯	✓				✓	✓			✓		✓					✓	✓				✓					220×1200	6. 1-47(1)	
	FFTF	美国	✓				✓		✓		✓			✓			✓	✓												6. 1-47(6)
	JOYO	日本	✓				✓	✓			✓			✓				✓	✓							✓	4400×2500	6. 1-47(1)		
	KNK-Ⅱ	德国	✓				✓	✓			✓							✓	✓									1900×	6. 1-47(1)	
	EBR-Ⅱ	美国		✓			✓	✓			✓		✓		✓			✓	✓							✓			6. 1-47(4)	
	PEC	意大利			✓		✓			✓	✓				✓			✓	✓							✓			6. 1-47(11)	
	CEFR	中国		✓			✓	✓			✓		✓		✓			✓	✓							✓		3630×3886	6. 1-47(16)	

续表

堆型	堆名	国别	堆本体类型			操作系统类型		操作机类型			旋塞数量			堆内储存类型			出入口类型		出入机类型			旋塞密封类型					大旋塞尺寸		示意图号 图 6.1-56~图 6.1-58	
			回路式	池式	半池式	热室式	旋塞式	直动式	偏置臂式	伸缩臂式	单旋塞	双旋塞	三旋塞	无储存	旋转储存架	堆芯外围储存	中间转移位置	固定出入口	转动出入口	运输罐车	倾斜式 提类升机	A型运输系统	角输送机	机械密封		液态金属密封				外径×高 mm
																								端面式	膨胀式	Hg	Si-Sn	Bi-Sn-In		
原型快堆	PFR	英国	✓			✓		✓	✓				✓			✓		✓						✓			3660×900	6.1-56(2)		
	Phenix	法国	✓			✓		✓						✓		✓				✓			✓				3660×900	6.1-56(3)		
	MONJu	日本	✓			✓				✓				✓			✓	✓										6.1-57(7)		
	SNR-300	德国	✓			✓	✓				✓			✓			✓	✓					✓				7000×3500	6.1-57(12)		
	BN-350	俄罗斯	✓			✓	✓				✓			✓			✓		✓						✓			6.1-57(10)		
	CRBRP	美国	✓			✓	✓				✓			✓															6.1-57(12)	
	BN-600	俄罗斯	✓			✓	✓				✓					✓		✓							✓			6.1-58(16)		
商用快堆	Super-Phenix	法国	✓			✓	✓				✓				✓		✓			✓								6.1-58(14)		
	CDFR	英国	✓			✓	✓				✓				✓						✓							6.1-58(15)		
	B&W-1000 (设计)	美国	✓			✓	✓				✓		✓									✓					5850×2400			
	GE-1000 (设计)	美国	✓		✓																							图 6.1-58		

7.2.1 热室式操作系统

热室式操作系统(图 6.1-48)由堆顶热室 8、屏蔽盖 11 及其提升机 9、传送转子 5、吊车 6、机械手 14 和观察窗 13 等组成。停堆后,工作人员穿上气衣等防护装备进入堆顶热室,准备好提升堆顶屏蔽盖的工作。把堆内冷却剂温度降到(150~250℃),同时把堆顶热室升温到相同温度,以控制钠的蒸发和凝结。把屏蔽盖连同控制棒驱动机构提升到热室顶部或热室内的储存井。降低堆内钠液位,露出堆芯组件操作柄,把延伸杆连接到需要更换的组件操作柄。再把堆内钠液位升到刚露出延伸杆的操作柄高度,延伸杆的长度要使组件在整个转移过程中都能浸在钠中。在人的直接观察下,用热室中的吊车把带延伸杆的组件转移到传送转子中,转子转动一位,吊车把该位中的新组件转移至堆芯相应空位中。如此一对一交换,直至需要更换的组件全部转移到传送转子中为止。然后恢复反应堆的运行工况。堆芯乏组件在转送转子中衰变冷却,在下次换料前,通过运输走廊把组件移出反应堆,并把新组件装入传送转子。

7.2.2 旋塞式操作系统

旋塞式操作系统(图 6.1-49)由旋塞 3、偏心装在旋塞上的燃料操作机 5、旋转储存架或储存位置 9、燃料出入口 7 等组成。停堆后,转动旋塞和操作机,使操作机上的抓手对准堆芯需要更换的组件,操作机将组件提出堆芯,旋塞和操作机协同转动,将组件转移到旋转储存架上一空位中,储存架转动一位,使装新组件的位置处于操作机抓手之下,抓手提取此新组件以相反方向转移到堆芯空出的位置。如此一对一交换直至换料完毕。下次换料前,由堆外操作机通过燃料出入口 7,用新组件将储存架中的乏组件一一交换到堆外储存设备中进一步衰变冷却。

7.2.3 两类操作系统的分析比较

快堆作为一种发电装置,为了降低成本,其燃料操作系统的设计目标之一就是要把换料引起的停堆时间减到最少。分析上述两类操作系统的操作过程,可以把换料时间分为下列

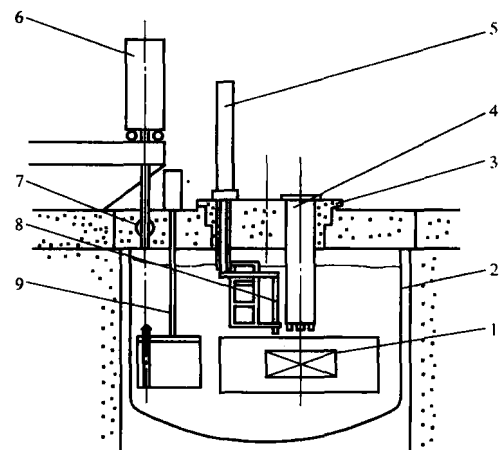


图 6.1-49 旋塞式燃料操作系统

1—堆芯; 2—次容器; 3—旋塞; 4—测量树和压紧机构; 5—燃料操作机; 6—运输罐车; 7—燃料出入口; 8—组件; 9—旋转储存架

三部分:

(1) 操作燃料前的准备时间,即从停堆到开始移动第 1 个堆芯组件的时间。对于热室式,包括打开堆顶屏蔽盖、热室升温、升降堆内钠液位以及连接延伸杆等操作时间。对于旋塞式,包括熔化密封合金、解脱旋塞冷却管道和销固装置、控制棒驱动机构与控制组件脱开并提升到上端位置等操作时间。

(2) 交换组件的时间,即堆芯提出一个乏组件到把一个新组件插入它的堆芯位置的时间。包括抓手对准目标、压住将换组件的周围组件、抓住组件、提出堆芯、转移到堆内储存设备中以及把新组件插入堆芯空位等操作时间。

(3) 反应堆重新启动时间,即从最后一个新组件插入堆芯到反应堆随时可启动的时间。基于美国实验快堆 EBR-II 和 Fermi 的实际经验和商用快堆 GE-1000 的分析估算,这两

类操作系统的换料时间对比见表 6.1-33。由此可见,上述两类操作系统在换料时间的构成上有明显差别,热室式操作系统的交换时间较短,但准备时间和重新启动时间很长,而且换料时反应堆变化较大。因此只适于换料周期很长(一年1~2次)、每次更换组件很多的反应堆。

表 6.1-33 两类换料操作系统换料时间 (h)

换料操作系统类别	旋塞式		热室式
堆名	EBR-II	Fermi	GE-1000
准备时间	2~4	2~2.5	48~64
交换组件时间	1.0~1.2	1.3~1.5	0.25~0.4
重新启动时间	0.5~1.0	2~2.5	26~48
每次换料总时间	12.5~17.0	17.0~20.0	86.5~132
每年换料总时间 ^①	300~408	408~480	173~264

① EBR-II 和 Fermi 每月换料 2 次,每次换 10 个组件,每年换 240 个组件;GE-1000 (设计) 每年换料 2 次,每次换 50 个组件,每年换 100 个组件。

在商用快堆设计中,把每年换料停堆时间(包括操作设备维修和调试时间)限制在一个月以内,使核电厂发电率超过 90%。上述两类操作系统均可能达到这个目标。因为表 6.1-33 中所列数据包含了早期保守因素,有的操作可平行进行,甚至可在反应堆运行时进行。

选择操作系统除了考虑换料时间外,还要考虑其他因素。热室式系统表面上简单,实际上很复杂,事实上一回路钠的边界已扩展到堆顶热室。热室必须充以惰性气体,并将受到钠蒸汽的最重污染,工作人员进入热室做准备工作很困难;若全部准备工作均远距离操作,设备将十分复杂。对于池式堆本体结构,由于堆顶屏蔽热室的存在,使主泵和中间热交换器距堆芯更远,堆容器直径更大。旋塞式系统不破坏堆容器密封,塞下操作的可靠性已经验证,由于发展了超声波监督系统而更可靠。因此,除美国实验快堆 SEFOR 外,国际上已建和计划建造的钠冷快堆,无论是回路式或是池式堆本体,都采用旋塞式堆内燃料操作系统。

7.3 旋塞式操作系统的形式

国际上已建、正建和计划建造的 30 座快堆中采用的旋塞式换料操作系统几乎没有完全一样的;就是同一国家,从实验堆、原型堆到商用验证堆也有较大差别。为了分析方便,把堆内操作过程分为下列两个阶段进行分析:

(1) 第一阶段。堆芯至堆内储存阶段,即在堆芯与堆内储存位置(设备)之间交换组件。使用的设备主要有旋塞和操作机(堆内换料机)。旋塞用于对中目标和转移组件。操作机主要用于抓取和提升以及插入组件。由于安全和技术上的原因,这一阶段的操作都必须停堆进行;

(2) 第二阶段。堆内储存至堆容器燃料出入口阶段,即在堆内储存位置(设备)与燃料出入口之间交换组件。使用的设备主要有堆内储存架和出入口设施。为了减少停堆时间,这一阶段的操作可以设计成在反应堆运行工况下进行。

7.3.1 堆芯至堆内储存的操作方式

堆芯与堆内储存间的操作,第一步就要使操作机抓手对准堆芯换料区域任一需要更换的组件。堆芯组件的布置是平面坐标系,要有两次运行才能使抓手对准目标。可能的对中方案有三种:互相垂直的两次直线运行;一次旋转运动和一次径向运动;两次不同心的旋转运行。

通常是采用后两种对中方案。设备最简单的是两个不同心的旋转运动;一般都用堆顶旋塞来实现。具体方案可按操作机形式分类。堆内操作机有三种类型。

7.3.1.1 直动式操作机

图 6.1-50 所示为美国实验快堆 EBR-II 使用的直动式操作机。驱动装置 8 中有一带螺母的蜗轮,驱动丝杠 9 带着抓手 1 升降。驱动装置 8 固定在旋转套 7 上,驱动装置 6 可使它们连同抓手慢速转动。抓手开合驱动装置 10 驱动抓手开合。压紧机构 2 压住需更换组件周围的组件,避免提升更换组件时带动周围组件离开堆芯。

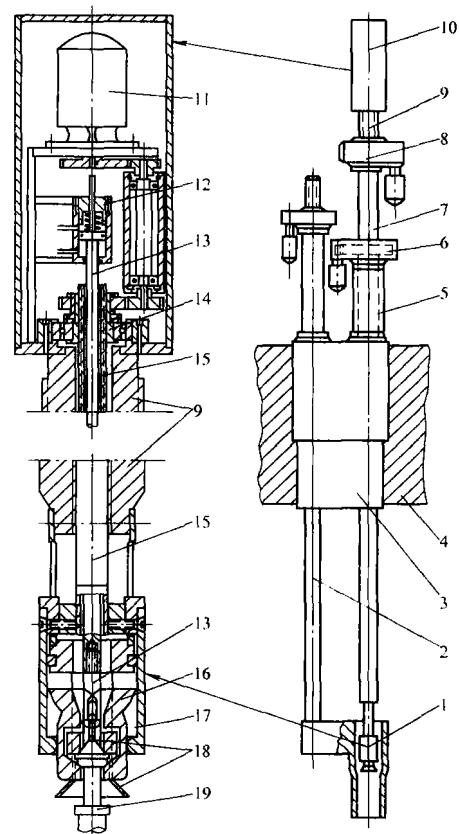


图 6.1-50 直动式操作机

- 1—抓手; 2—压紧机构; 3—操作机安装塞; 4—旋塞;
5—固定套; 6—抓手旋转驱动; 7—旋转套; 8—抓手升降驱动; 9—丝杠; 10—抓手开合驱动; 11—电动机;
12—传感元件触动器; 13—传感元件; 14—旋转螺母;
15—抓手驱动丝杠; 16—抓手(2); 17—抓手开合触动套; 18—导向和定位套; 19—组件操作柄

直动式操作机的基本特点是抓手与操作机同轴,只有垂直升降的功能,操作机本身不能完成对中组件的运动,因此至少要有两个旋塞配合。

它的主要优点是操作机结构简单,因而运行最可靠;径向尺寸小,更换和维修方便;与堆芯中心测量柱(安置堆芯组件出口测量装置和燃料组件破损探测装置的圆筒)无干扰;可以产生较大的提升力;可以方便地实现组件自转的功能,新组件插入堆芯时,可以调节组件方位,使之对准堆芯空位上的六角形孔洞。

大型商用快堆的堆芯组件尺寸较大(六角形对边距超过 170mm,长度达 5m 以上),燃烧加深,肿胀和弯曲增大,需要更大的提升力。因此,几乎所有商用快堆及大多数原型快堆都采用直动式操作机(表 6.1-32)。

它的主要缺点：操作机本身没有水平移动组件功能，组件要到堆芯以外相同距离的储存位置，比其他操作机需要的旋塞直径要大得多（表 6.1-32），即它需要更多和更大的旋塞。

旋塞是一种结构复杂的重型部件，一座 1200MWe 的商用快堆，大旋塞外径将超过 8m，重数百吨。减少它的尺寸，有利于制造、运输和安装；能提高旋塞的精度；能减小堆容器的直径。因此，如何减小旋塞尺寸是旋塞式操作系统设计中必须考虑的重要因素之一。为了减小旋塞尺寸，并使抓手能达到堆芯以外需要的位置，设计了很多方案：

(1) 一台直动式操作机和两个旋塞（图 6.1-53①）。

小旋塞偏心设置于大旋塞上（偏心距为 e ），操作机和中心测量柱偏心地对称设置于小旋塞上（偏心距为 $J/2$ ）。为使抓手能覆盖整个换料区域（直径 ϕ_0 ），并无死区（抓手能达到换料区域内任一位置），必须满足下列条件，即

$$e = J/2 = \phi_0/4$$

在采用 1 台直动式操作机和两个旋塞（双旋塞）方式时，为了减小大旋塞直径，可将中心测量柱（S.T.）分开的同时，使堆芯中心与大旋塞中心偏离（偏心距 C ），不但能减小旋塞直径，也能使抓手达到更远位置（图 6.1-53②）。

(2) 一台直动式操作机和三个旋塞（大、中、小旋塞）（图 6.1-53③）中旋塞偏置于大旋塞上（偏心距 e ），小旋塞偏置于中旋塞上（离大旋塞中心为 E ），操作机偏置于小旋塞上（偏心距 n ），中心测量柱偏置于中旋塞上（与大旋塞同心）。则无死区条件为

$$e = E - n/2 = \phi_1/4 + f/4 - n/2$$

式中： ϕ_1 为中心测量柱直径； f 为小旋塞直径。

若小旋塞直径 $f \leq \phi_0/2 + m'$ （ ϕ_0 为控制棒分布直径； m' 为边界结构尺寸）则大、中旋塞都保持双旋塞方案的直径，而抓手达到的堆芯中心外距离可以增加 $f/2 + n$ 。可见，设置第三旋塞（小旋塞）不增加大旋塞直径，而为组件达到堆芯以外的储存位置提供了一个“偏置机构”。

这种方案已为原型快堆 CRBRP 和 SNR-300 所采用（表 6.1-32）。当然，增加一个旋塞，使堆顶结构更复杂，这是它的不足之处。

(3) 两台直动式操作机和双旋塞（图 6.1-53④）。一台直动式操作机方案中，除中心测量柱分离的方案外，大旋塞直径都较大，对于大型商用快堆都在 8m 以上，原因在于小旋塞的偏心距较大，又要把整个中心测量柱包容在小旋塞中。如果缩小偏心距，又保持抓手能达到换料区域边缘，堆芯就会出现死区（图 6.1-53④）中阴影部分。为了解决这个问题，可以采用两台直动式操作机方案。

小旋塞偏置于大旋塞上（偏心距 e ），两台操作机都偏置于小旋塞上，2 号操作机置于换料区域（H.R. 直径为 ϕ_0 ）边缘（离大旋塞中心距为 $J = \phi_0/2$ ）。若 $e = \phi_0/4$ ，则无死区。若使 $e = \phi_0/8$ ，就会出现半径 $B = \phi_0/4$ 的死区。若将 1 号操作机偏置于小旋塞 B 处（离在旋塞中心距为 B ），则 1 号操作机的抓手即可达到 2 号抓手不能及的区域。由于小旋塞偏心距缩小一倍，大小旋塞直径都明显缩小，对于大型商用快堆，大旋塞直径将缩小 2m 以上。采用堆芯和旋塞偏置的办法，可以进一步缩小旋塞直径或增加抓手能达到的距离。

这种方案的最大缺点是中心区域的组件达到堆芯外储存位置需要两步操作，先用 1 号操作机转移到堆芯某一转换位置，再由 2 号操作机从该处转移到堆芯以外，增加了操作步骤，延长了换料时间。

由于这种方案能显著缩小旋塞直径，不像分离中心测量柱方案那样难于实现，还能采取一些措施来缩短操作时间，因此仍然是一种有吸引力的方案。

7.3.1.2 偏转臂式操作机

图 6.1-51 所示为美国实验快堆 Fermi 使用的偏转臂式操作机。偏置臂 3 固接于升降管下端，臂端装一抓手 2。升降传动装置 10 驱动滚珠丝杠副 9 带着升降管 19 上下移动。4 根导向柱 4 夹住偏置臂。方位传动装置 8 通过齿轮 13 驱动旋转管 18 转动。固定管 16 装在椭圆塞子 7 上，检修和更换时，可把它连同偏置臂装入密闭容器运出反应堆。

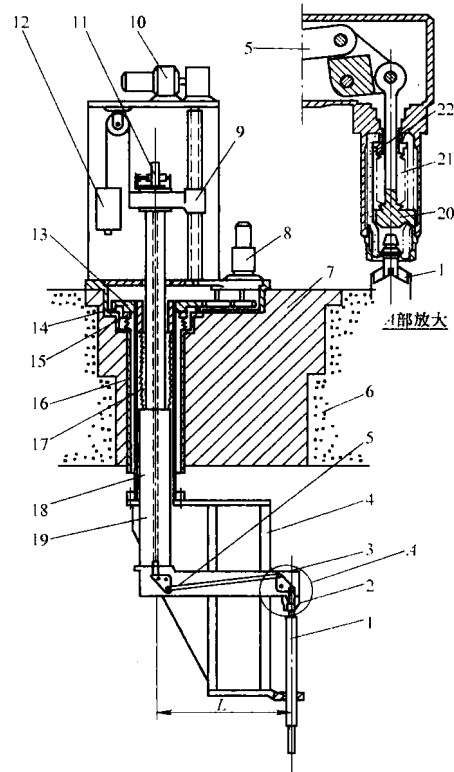


图 6.1-51 偏置臂式操作机

1—组件；2—抓手；3—偏置臂；4—导向柱；5—杠杆；6—旋塞；7—椭圆塞子；8—方位传动装置；9—滚珠丝杠副；10—升降传动装置；11—触动脉；12—平衡锤；13—齿轮；14—轴承；15—端面机械密封；16—固定管；17—波纹管；18—旋转管；19—升降管；20—凸轮；21—波纹管；22—抓手

它的基本特点是抓手与操作机轴线偏离一固定距离，可绕轴心公转。除了具有升降功能外，还能完成对中堆芯组件的运动，起一个旋塞的作用。

它的主要优点是在不增加旋塞直径的情况下，利用偏置臂的转动可将组件转移到离堆芯较远的位置，抓手能达到的距离比直动式操作机大得多；可以只用一个旋塞（单旋塞），使堆顶结构简化。

它的主要缺点是偏置臂转动中可能与堆内部件发生碰撞，设计时必须防止这种干涉的发生；径向尺寸很大，更换和运输困难得多；抓手远置偏置臂端部，抓手的驱动和控制较复杂，抓手自转更为困难。为了结构简单，这类操作机通常取消抓手自转的功能。在每个堆芯组件下部管嘴到六角形壳体的过渡段设计有凸轮块，使组件插入堆芯时自动定方位。

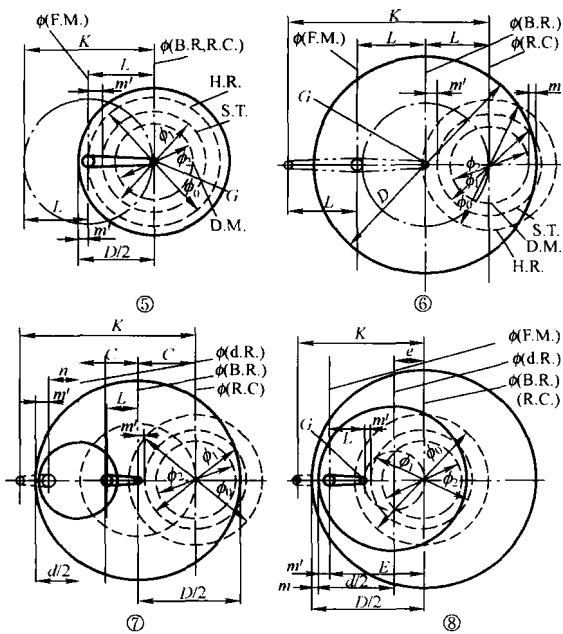


图 6.1-54 旋塞式操作方式原理图

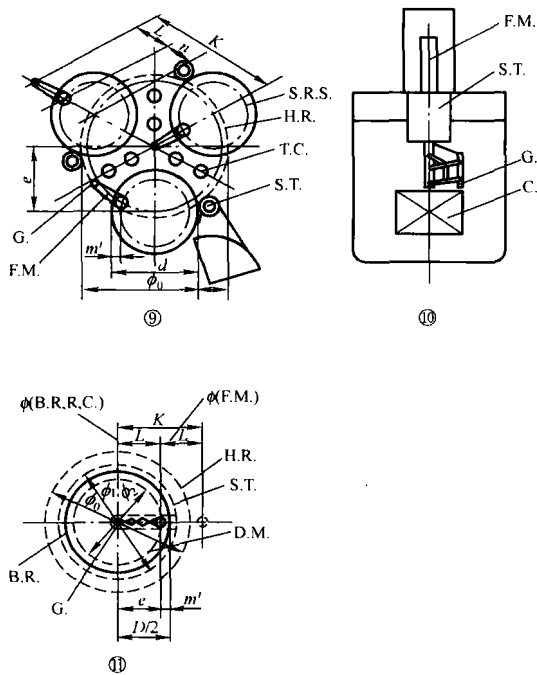


图 6.1-55 旋塞式操作方式原理图

F. M. — 燃料操作机; S. R. S. — 单旋塞; ϕ (B. R.) — 大旋塞中心; ϕ (d. R.) — 中旋塞中心; ϕ (M. R.) — 小旋塞中心; ϕ (R. C.) — 堆芯中心; H. R. — 换料区域; S. T. — 中心测量柱; D. M. — 控制棒区域; C. — 堆芯; G. — 抓手; T. C. — 试验回路

一台伸缩臂操作机，无旋塞。换料时，将中心测量柱提起，使操作机能在堆芯顶部活动。这种方案不用旋塞，但中心测量柱必须提升很高，难以实现。

(2) 一台伸缩臂操作机和一个旋塞 (图 6.1-54⑪)。旋塞与堆同心，操作机偏转于旋塞上，偏心距等于臂的最大伸出长度 L 。中心测量柱固定在旋塞上，但在径向留出一个通道给伸缩臂活动。抓手能达到的距离为最大伸出长度的 2 倍 ($K = 2L$)。

这种方案所需旋塞直径最小，与第 (1) 方案相比，抓

手达到距离相同时，臂的最大伸出长度缩为 $1/2$ ，减少了操作机设计、制造和检修的困难。但是伸缩臂活动的径向通道内，堆芯组件的测量和压紧装置换料时要能收拆起来，结构复杂。英国原型快堆 PFR 采用了这种方案，见表 6.1-32。

上述各种操作方式，最有前途的是直动式操作机和双旋塞方案。它是国际钠冷快堆内换料系统应用最广泛的方案 (表 6.1-32)。正建和计划建造的大型商用快堆都使用直动式操作机；连使用伸缩臂式操作机经验最丰富的英国，在它的商用快堆 CDFR 中也改用直动式操作机。因为直动式操作机结构简单、工作可靠、更换与检修方便、提升力最大、与中心测量柱无干涉，大型池式快堆特别适宜采用这种方式。

另一种有希望的方案是偏置臂操作机和双旋塞方案。它是抓手能达到的距离最大的方案之一。在中心测量柱直径较小时，大旋塞直径也不大。回路式快堆采用这种方式可以使主容器直径减小。

中国实验快堆 CEFR 的堆内燃料操作系统，考虑到扩大到商用池式快堆时保持方案的连续性，采用了直动式操作机加双旋塞方案 (表 6.1-32)。

7.3.2 堆内储存至堆容器燃料出入口的操作方式

7.3.2.1 堆内储存设备形式

(1) 旋转储存架 (图 6.1-56②、④)。在堆内设置一座或数座可旋转储存架；架上有一圈或数圈储存堆芯组件的位置，接纳操作机从堆芯取出的组件，并将组件转到离堆芯较远的出入口下方，以便堆外操作机将其提出反应堆。储存架与出入口交换新、乏组件时，不使用堆内操作机和旋塞，因此可能在堆运行工况下进行。

它的作用除了衰变冷却乏组件外，还兼作组件水平转移操作，可以省去其他转移设备，储存量较大。但它需要较大空间，因此只适用于主容器很大的池式快堆 (表 6.1-32)。

(2) 堆芯外围固定储存位置 (图 6.1-57⑦、⑪、⑫)。在堆芯外围中子屏蔽区均布若干孔道，操作机将乏组件插入其中初步衰变冷却。下次换料时，操作机将那些乏组件一个个运到堆内某中间转移位置，固定出入设施从该位置把乏组件提出反应堆，或经活动出入设施直接从那些储存位置移出反应堆。

它的作用只是衰变冷却，储存量较少，只有停堆时才能进行操作。但是占据空间小，结构简单，特别适于回路式快堆 (表 6.1-32)。

(3) 中间转移位置 (图 6.1-58⑭)。在堆芯外围径向转换区中设置少数几个临时放置位置。在换料期间，把余热最高的堆芯组件置于该处衰变冷却，先更换其他组件。在换料期后期，那些组件的余热已大为衰减，再移出反应堆，放入堆外储存设备中进一步冷却。这种方案既取消了堆内衰变储存设备，又不增加乏组件移出堆内钠液时的冷却困难。条件是换料时间足够长。商用快堆 Super-phenix 采用了这种方案 (表 6.1-32)。它每年只换料 1~2 次，每次换料需 21 天，这样长的时间里，余热最大的乏燃料组件能够衰变冷却到出入设施的冷却能力 (30kW) 以下。

7.3.2.2 转动出入口形式

出入口是堆芯燃料组件出入反应堆的必经通道。对它的基本要求是：组件出入时不破坏主容器的密封，组件脱离主容器冷却剂进入堆外储存设备之前，包括通过出入口的时间，乏燃料组件包壳不过热损坏。

转动出入口一般设在旋塞上 (图 6.1-57⑦、⑫)，堆内储存位置设在堆芯周围同一圆周上，转动旋塞可使出入机

(TM) 对准任一储存位置, 出入机从该位置提出乏组件, 并将新组件置入该位置。这类出入口不另占空间, 使主容器直径较小, 与堆外运输罐车配合, 可使组件大距离转移, 甚至直接运往反应堆厂房以外。因为操作时旋塞要转动, 只能在停堆时才能进行。组件必须置于充满液钠的带散热片的吊桶中, 以便减轻出入机和运输罐车中气体冷却的难度。

7.3.2.3 固定出入口的出入设施形式

固定出入口 (图 6.1-56 ~ 图 6.1-58 ②、⑪、⑭、⑮、

⑯) 设在固定的反应堆顶盖上, 可与各种出入设施配合。它与第一阶段操作设备完全分开, 可在反应堆运行工况下操作。与固定出入口配合的出入设施有下列四种:

(1) 运输罐车 (图 6.1-49 ⑥)。反应堆大厅道轨上的运输罐车开到出入口上方, 与出入口对接并密封后, 罐车中的抓手进入反应堆, 将储存架上的乏组件连同吊桶提入罐车屏蔽容器转子空位中, 转子转一位, 将一新组件插入储存架空位, 完成一次交换。

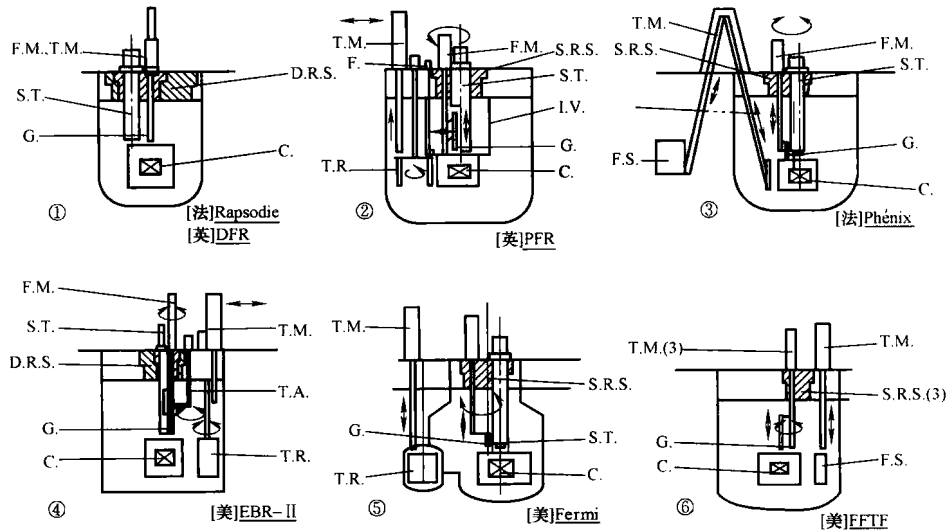


图 6.1-56 各国快堆堆内燃料操作系统示意图

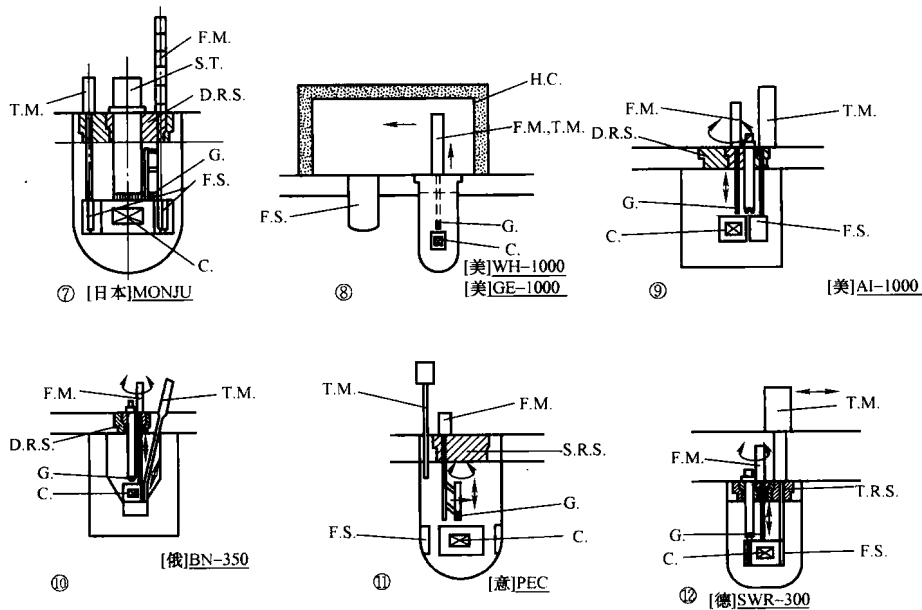


图 6.1-57 各国快堆堆内燃料操作系统示意图

出入口距旋塞可足够远, 缓和了对罐车道轨空间的限制; 减少了停堆时间; 由于组件可在堆内衰变冷却一个换料周期, 降低了运输罐车中的冷却要求。很多早期建造的钠冷快堆均采用这种形式 (表 6.1-32)。

(2) 倾斜式提升机 (图 6.1-57 ~ 图 6.1-58 ⑩、⑯)。提升机 (TM) 的传动链条上带有吊桶, 它可沿倾斜的传动链上升或下降, 但吊桶始终保持垂直位置。下降到底端时, 吊桶在靠近堆芯处定位, 操作机 (FM) 把储存位置中的组件放入吊桶。上升到顶端时, 堆顶侧面屏蔽运输走廊中的吊车或其他转运设备从吊桶中取走组件。俄罗斯钠冷快堆 BN-

350、BN-600 和中国实验快堆 CEFR 采用这种方案 (表 6.1-32)。

(3) A 型构架运输系统 (图 6.1-56 ③、图 6.1-58 ⑭)。A 型构架的一条腿通过堆顶盖固定出入口伸向堆芯外边的转移位置, 另一条腿伸向堆外储存容器中。构架顶部有两个链传动机构和一个摇摆机构 (TM)。链条一端连接一吊桶, 传动时吊桶可沿构架腿中轨道上升或下降。构架顶部与腿之间有隔离闸门。吊桶下降到底端时, 在重力作用下自动转为垂直位置。堆内操作机 (FM) 把乏组件送入吊桶中, 与此同时, 堆外储存容器上部的抓取机将新组件送入另一条腿的

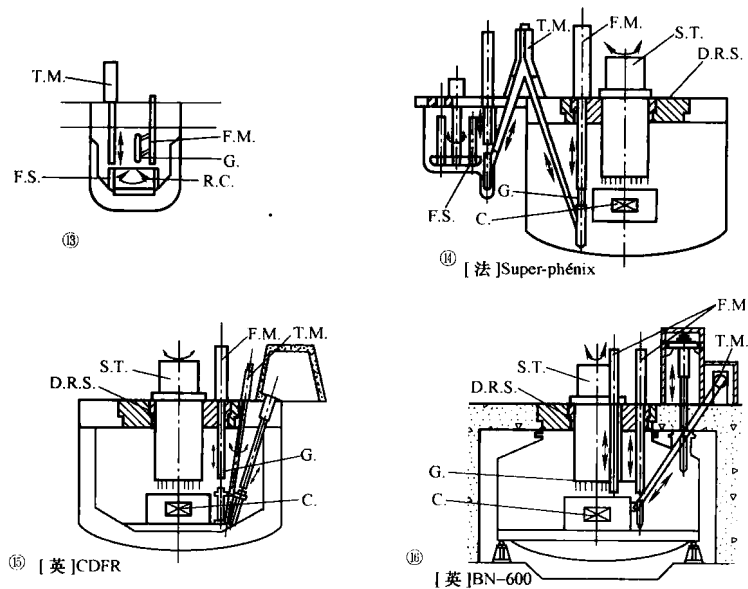


图 6.1-58 各国快堆堆内燃料操作系统示意图

FM—燃料操作机；TM—燃料出入机；ST—测量柱；TR—旋转储存架；FS—燃料储存；SRS—单旋塞；DRS—双旋塞；TRS—三旋塞；G—操作机抓手；C—堆芯；RC—旋转堆芯；IV—主容器；F—阀

吊桶中。新、乏组件都升到构架顶部后，转动摇摆机构，使两个链传动机构交换位置，再将新、乏组件分别下放到堆内转移位置和堆外储存容器中。如此一对一交换，直至换料结束。构架中设有惰性气体通风设备，外围有屏蔽壳。

法国的原型快堆 phenix 和商用快堆 Super-phenix 采用这种方案（表 6.1-32）。

(4) 角输送机（图 6.1-58⑬）。一个角锥式转动架紧靠堆芯，对称的母线上装置两个吊桶，其中一个吊桶可定位于紧靠堆芯的垂直位置。堆内操作机（FM）把乏组件送入该吊桶中，同时堆外操作设备把新组件送入另一倾斜的吊桶中。转动架（TM）旋转，使两个吊桶交换位置。用堆内操作机和堆外操作设备分别将新、乏组件送入堆芯和移出反应堆。英国商用快堆 CDFR 采用这种方案（表 6.1-32）。

上述四种出入设施中的后三种为永久性固定设施，省掉运输罐车与主容器对接密封；换料效率较高；它们都兼有堆内水平转移堆芯组件的功能，不需要旋转储存架或旋塞的帮助；对于池式快堆的开式结构，可以避免穿过堆芯外罩的麻烦；在堆内占据空间较小，出入口可远离堆芯。但是，它们都必须在停堆时进行操作，由于 A 型构架腿间距的限制，堆外储存容器必须相当靠近主容器。

8 快堆仪、控、电系统

8.1 快堆供电系统

8.1.1 系统概述

快堆供电系统由正常电源电力系统和应急电源电力系统两部分组成。在快堆上比较特殊的是快堆的所有钠管道和与之相接的可能存在钠蒸汽的气体管道均需要采用电加热的方式进行预热、保温和解冻（当管道中有固态钠时），因而需要为电加热系统配备专门的供电系统。每个快堆电厂根据自身的特点，其供电系统会有所差别。

8.1.2 正常电源电力系统

正常电源电力系统主要是向那些对电力供应没有提出过

高要求的用户供电，它们对于短时间的停电是允许的。这些用户均为正常运行系统和设备，安全重要系统和设备的供电不属于此列。从输电网到厂内配电系统至少要由两个实体独立设计和配置的电路（不一定具有单独的线路）供电，以便在运行工况、预计运行事件和环境条件下，把它们同时发生故障的可能性减至最低限度。正常电源电力系统包括：高压交流电力系统、中压交流电力系统、低压交流电力系统和直流电力系统。

高压交流电力系统的功能是：接受来自外电网的高压电力，分配给电厂内各用电负荷；将电厂发电机发出的电力经升压变压器输送到电网，高压交流电力系统一般包括两路或两路以上的高压配电线路。主要设备包括：高压供电母线、与外电网连接的主变压器、高压/中压变压器、高压开关等设备。

中压交流电力系统（10kV 或 6kV 系统）的功能是为厂房内中压动力负荷（大功率水泵、风机等）和配电变压器供应电力。一般中压配电系统按其负荷执行的功能分为多段母线配电。主要设备包括中压变压器和配电系统。

低压交流电力系统的功能是：接收中压交流电力系统经变压器供给的 0.4kV 电源，分配给各低压用电负荷，一般包括两段或两段以上母线。主要设备是低压配电系统的 0.4kV 交流母线、开关等。

直流电力系统的功能是：接收低压交流电力系统提供的 0.4kV 电源，经整流器转换成直流电源，向相关直流负荷供电。为保证直流供电的可靠性，还有蓄电池组作为备用电源。当低压交流电源正常时，通过整流器向蓄电池组进行浮充电；一旦失去低压交流电源，由蓄电池组向直流供电母线供电，保证直流电力系统的母线持续向负荷供电。主要设备包括：整流器、蓄电池组、母线、开关等。

8.1.3 应急电源电力系统

应急电源电力系统是向那些对电力供应有较高要求的用户供电，这些用户包括反应堆及核电厂的安全系统和其他指定的安全重要物项，使他们即使在电厂失去正常电力

系统供电时仍维持电力供应,保证安全重要设备和系统能够继续执行其安全功能。为达到上述目的,应急电源电力系统必须配备备用电源,以保证失去正常电源供电时的电力供应。同时,为保证供电系统的可靠性,系统必须具备多重性和独立性,即系统至少设计成两个独立通道,两个通道实行功能隔离和实体分隔。当一个通道出现故障时,另一个通道仍能保证向安全重要设备提供电力,实现安全停堆以及余热导出等安全功能。应急电力系统的设计要满足单一故障准则的要求。应急电源电力系统分为:应急电力系统的交流电力系统、应急电力系统的直流电力系统、应急电力系统的不断交流电力系统。

8.1.3.1 应急电力系统的交流电力系统

应急交流电力系统是指电压为10kV或6kV及0.4kV的母线及以下的配电系统。该系统能保证反应堆在正常运行工况、预计运行事件和事故工况时向所连接的负荷供应交流电。应急交流电力系统分为互为冗余的两个通道,事故工况下又有各自独立的备用电源,两个通道之间没有任何电气连接,实现了功能隔离。应急交流电力系统的主要负荷都分别接在两段母线上也保证了它们供电的可靠性。其所带负荷是能允许短时停电的设备,例如:事故通风系统、需要应急操作的工艺系统阀门、充电整流器、应急电加热变压器等。考虑到这些系统设备供电的重要性,他们分别挂到两段母线上,做到了互为冗余。当一路电源失去后,另一路也完全能保证反应堆的安全。应急交流电力系统的备用电源一般为柴油发电机组,且必须是冗余配置的,至少为两台柴油发电机组或更多,保证其中一台无法正常启动情况下仍能保证安全重要设备得到电力供应。柴油发电机组的容量根据安全设备应急运行的总负荷以及最大单个负荷确定,即一方面,柴油发电机组要保证满足全部符合的总容量,另一方面,又要保证在最大单个负荷加载时,柴油发电机组的输出电压和频率变化在允许范围内,不会当一个大负荷加载时引起跳闸。应急交流电力系统的主要设备包括:配电变压器、柴油发电机组和配电系统。

8.1.3.2 应急电力系统的直流电力系统

应急电力系统中的直流电力系统由应急电力系统的交流电力系统和蓄电池组供电,向控制、监测、开关操作设备等直流负荷提供220V的直流电力,保证他们在正常运行工况、预计运行事件和事故工况下的运行。这些负荷包括应急照明系统等需要直流供电的系统和设备。应急直流电力系统分为互为冗余的两个通道,这两个通道相互独立,在电气上没有任何连接,实现了功能隔离,这两个通道分别布置在厂房的不同区域,保证实体分隔。每个通道包含充电整流器、蓄电池组,当整流器失效时还会有蓄电池组来给这段线供电,保证了他的不间断性。应急电力系统的直流电力系统的主要设备包括:整流器、蓄电池组和配电系统。

8.1.3.3 应急电力系统的不断交流电力系统

应急电力系统的不断交流电力系统是将直流电力系统中的直流电通过逆变器转换为电压为380V/220V的交流电,为那些不允许中断电力供应的交流电用户供电,以确保反应堆的安全。这些用户主要包括:反应堆控制保护系统、安全重要仪表系统、主控制室、计算机系统、辐射监测系统等。应急不断交流电力系统设计为冗余的两列,相互独立,没有任何的电气连接,满足功能隔离的原则,同时两列分别布置在核岛厂房的不同区域,保证实体分隔。应急电力系统的不断交流电力系统的主要设备包括:逆变器和配电系统。

8.1.4 电加热供电系统

快堆采用液态金属钠作冷却剂,而金属钠在常温下是固态。为保证系统的正常运行,必须提供加热装置,在钠注入系统前,对钠容器以及系统管道和设备进行预热;系统充钠以后对系统进行保温;如果钠凝固在系统内,系统再次启动前要对凝固的钠进行解冻和升温,这些工作由电加热系统完成。加热方式包括容器内插入电加热棒和管道及设备外表面敷设电加热丝两种方式。为了防止电加热丝发生对地短路时引起供电系统故障,电加热系统的供电系统一般设计为中性线不接地方式。为此,向电加热系统供电时需增加隔离变压器,变压器副边中性点不接地。该系统主要设备包括:隔离变压器和配电系统。

8.2 快堆保护参数和保护系统

8.2.1 保护系统功能

快堆设置保护系统的主要目的是防止向环境排放放射性物质。为了达到这一目的,快堆保护系统一定要起到防止非安全运行的作用,因为非安全运行可能导致事故工况。防止非安全运行,是通过保护系统引发安全保护停堆实现的。一旦真发生了事故,保护系统将触发专门减轻事故后果的专设安全设施。保护系统通过监测反应堆的安全状态,将监测参数的测量值与预先设定或根据运行条件设定的整定值进行比较,根据比较的结果进行逻辑判断,决定是否触发紧急停闭反应堆。针对不同的运行工况,保护系统的停堆动作和触发停堆的信号会有所区别,因而在保护系统内设有允许和连锁系统。允许是指在反应堆正常启动、停闭或者提升功率的过程中,或在某些特殊情况下,允许手动或自动闭锁或接通某些保护通道;连锁是指当出现某些异常情况而又要避免反应堆保护停堆时,限制某些操作,如反应堆核功率升高,可以闭锁控制棒的提升操作,包括手动提升和自动提升。综上所述,保护系统具有四大功能:保护停堆、触发专设安全设施、允许和连锁。快堆的专设安全设施主要是余热导出系统。

8.2.2 设计准则

保护系统是如此重要,因而必须保证该系统具有高的可靠性。为此,在保护系统设计中需要遵循以下原则:

(1) 单一故障准则。保护系统对每个保护功能都提供冗余(二取一、三取二或四取二)的仪表测量通道和二取一逻辑序列电路。这些冗余通道和序列在电气上是独立的,从实体上是隔开的。因此,在一个通道或序列出现单一故障时,不会妨碍所要求的保护作用。

(2) 设备合格性。通过广泛的环境合格试验、性能试验等,保证设备在事故环境下能够继续工作。试验结果要能证明,这种设备达到了设计总则的要求。

(3) 独立性。在从传感器到触发保护动作的装置的整个系统内,都采用通道独立性原则。利用实体分隔和功能隔离实现冗余通道的独立。每个冗余通道都采用分隔开的电线槽、电缆支架、电缆管道路线和贯穿件,从而实现布线分隔。通过把组件安置在不同的保护机架上,分隔冗余设备。每个冗余通道都由分隔开的交流供电线路供电。通过两个分隔开的逻辑矩阵使两个事故保护停堆断路器动作来切断控制棒驱动机构电源和(或)驱动机构电磁离合器电源,使控制棒以自由落体或更快的速度插入堆芯,实现停闭反应堆。两个停堆断路器中任何一个动作,都能切断控制棒驱动机构和(或)驱动机构电磁离合器的电源,实现停闭反应堆。

(4) 多样性。设计中最大限度地采用多种不同的测量。

保护系统连续监测许多不同的过程变量。针对各种各样的假象事故对这种多样性到什么程度作出评定。一般来说,在可能产生不可容忍的后果之前,会有两种或两种以上不同的保护功能起作用,以终止事故发生。

(5) 控制和保护系统之间的关系。要把保护系统设计成独立于控制系统。在某些情况下,控制过程等需要和保护系统共用信号,为防止其他系统故障对保护系统的干扰,该信号首先进入保护系统,然后通过隔离装置传递给其他系统使用,并且该信号不再返回保护系统,隔离装置属于保护系统。

(6) 故障安全准则。在设计中尽可能保证在系统内部件出现故障时,所引起的后果是趋向于触发保护动作,例如系统失电情况下,应给出保护动作。

8.2.3 保护参数

保护系统监测保护参数的变化,当其中的某个或多个参数超出预先设定的整定值时,给出相应的停堆报警信号,经过保护系统的逻辑判断,决定是否给出停堆触发信号。保护参数的选择是根据反应堆装置的安全分析确定的,典型的快堆保护参数如下:

(1) 反应堆核功率高保护。当反应堆核测量功率高于保护整定值时,触发保护停堆,防止反应堆功率过高导致燃料元件破坏。该整定值在不同功率下有所不同,功率较高时(例如大于10%额定功率),保护整定值为110%运行功率;反应堆功率较低时(例如小于10%额定功率),保护整定值为11%额定功率,此时主要是防止功率超过限值而采取停堆保护。该保护参数主要针对控制棒非规定移动、主蒸汽管道断裂等事故。

(2) 反应堆短周期保护。当反应堆周期测量检测到反应堆周期过短时(小于20s),触发保护停堆,防止反应堆功率升高过快导致反应堆不可控的功率提升而烧毁燃料元件。在核测量系统的不同量程,保护整定值是唯一的。该保护参数主要针对控制棒非规定移动。

(3) 核功率与一回路冷却剂总流量之比高保护。快堆采用一回路流量可变运行方式,不同核功率对应不同的一回路钠流量,以保持堆芯出口钠温不变。保证一回路钠流量与堆芯核功率的一致,就能保证燃料元件的冷却,将热功率导出,因而有些设计采用该保护参数替代反应堆核功率高保护,在保证反应堆安全的前提下避免过多的保护停堆,特别是反应堆运行功率较低时,其优势将更加明显。该保护参数目前一般与反应堆核功率高保护同时使用,主要针对控制棒非规定移动、主蒸汽管道断裂、一回路钠循环泵故障等事故。

(4) 堆芯出口钠温度高保护。池式钠冷快堆在反应堆堆芯出口设置了温度检测,当反应堆出口钠温度偏离运行值,温度过高时,紧急停闭反应堆,防止堆芯因温度过高而损毁。该保护参数主要针对控制棒非规定移动、一、二回路钠循环泵故障、外电网失电等事故。

(5) 主容器内钠液位低保护。当主容器钠液位计检测到主容器内钠液位偏低,低于停堆整定值时,紧急停闭反应堆。这主要是针对主容器出现泄漏事故和一回路管道破损泄漏,采用停堆方式防止由于钠泄漏使堆芯热量导出能力下降或出现堆裸露而烧毁堆芯。

(6) 一回路钠流量低保护。反应堆堆芯产生的热量通过一回路冷却剂在堆芯的流动带走,流量下降导致堆芯热量导出能力下降,堆芯温度上升,危及堆芯安全,当检测到一回路钠流量下降到保护整定值以下时,采用停堆方式保护反应

堆堆芯。此保护参数主要针对一回路主循环泵故障或其供电故障导致的泵转速下降,因而也可采用一回路主循环泵转速低保护停堆。

(7) 二回路钠流量低保护。钠冷快堆主热传输系统包括三个回路,二回路作为中间回路从一回路吸收热量,通过蒸汽发生器传递给三回路(水—水蒸气回路)。二回路流量下降意味着热量导出能力的下降,使堆芯温度持续上升,危及反应堆安全,因而采取停堆方式进行保护。二回路钠流量低保护主要针对二回路主循环泵故障或其供电故障导致的泵转速下降,因而也可采用二回路主循环泵转速低保护停堆。二回路出现大的泄漏也可能导致二回路钠流量减少。

(8) 二回路钠压力偏离正常运行值保护。该保护参数主要针对二回路主管道断裂、蒸汽发生器发生钠水反应和中间热交换器泄漏事故,采用停堆方式进行保护。由于二回路运行压力高于一回路,当发生二回路主管道断裂或中间热交换器泄漏事故时,二回路的钠向外泄漏,导致二回路压力下降。快堆三回路(水—蒸汽)压力远高于二回路(钠)压力,当蒸汽发生器出现泄漏时,三回路的水注入蒸汽发生器钠侧,发生钠水反应,产生大量的热和氢气,使二回路压力快速升高,超出保护限值。二回路压力是通过对二回路缓冲罐的覆盖气体压力测量得到的。

(9) 蒸汽发生器钠侧出口温度高保护。该保护参数主要针对蒸汽发生器给水中断和汽轮机甩负荷等事故,蒸汽发生器丧失冷却能力,致使蒸汽发生器一次侧出口钠温升高,反应堆失去热阱,采用停堆方式进行保护。

(10) 蒸汽发生器给水压力低保护。该保护参数主要针对给水泵停运、给水管断裂等事故,防止蒸汽发生器给水中断、蒸汽发生器丧失冷却能力,反应堆失去热阱,采用停堆方式进行保护。该保护参数与反应堆运行工况有关,在反应堆启动和停堆过程中,允许操纵员闭锁该保护通道。

(11) 蒸汽发生器给水流量低保护。该保护参数主要针对给水泵停运、给水管断裂等事故,防止蒸汽发生器给水中断、蒸汽发生器丧失冷却能力,反应堆失去热阱,采用停堆方式进行保护。该保护参数与反应堆运行工况有关,在反应堆启动和停堆过程中,允许操纵员闭锁该保护通道。

(12) 除氧器水位低保护。钠冷快堆采用直流式蒸汽发生器,水—汽侧容量小(管侧),缓冲能力弱。为防止出现给水水源中断,必须保证给水泵的水源除氧器水位正常,一旦除氧器水位过低,则意味着给水即将中断,反应堆失去热阱,采用停堆方式进行保护。

(13) 主蒸汽阀门关闭(甩负荷)。主蒸汽阀门关闭意味着反应堆失去热阱,采用停堆方式进行保护,防止堆芯温度过高。该保护参数与反应堆运行功率有关,在反应堆启动、停堆和低功率运行工况下,允许操纵员手动屏蔽或根据反应堆功率自动闭锁该保护通道。

(14) 失去系统电源。失去系统电源意味着反应堆无法通过正常热传输系统导出热量,失去热阱,必须采用停堆方式进行保护,防止堆芯温度过高。

(15) 地震。

(16) 手动紧急停堆。当操纵员判断反应堆处于不安全运行状态时,可以手动触发紧急停堆按钮,保护停堆。手动触发装置与自动事故保护停堆电路无关,而且它不受自动电路连锁或故障的影响,一直有效。触发控制室内的两个停堆按钮的任何一个,都会引起事故保护停堆。

8.2.4 保护系统结构

保护系统包括从过程变量的测量,直到产生保护动作信

号的所有有关的电气和机械器件和线路,包含了检测元件、测量仪表、报警触发装置、逻辑符合单元、停堆执行机构控制器等环节。为满足单一故障准则,保护系统设计成两个独立的逻辑序列,每个序列都能根据检测到的信号进行逻辑符合,按照多数表决的原则产生停堆触发信号,该信号能够单独触发停堆保护动作。每个逻辑序列内分多个通道,每个通道相互独立,保证实体分隔和电气隔离,每个保护参数的停堆报警信号是冗余的,经多数表决或二取一逻辑处理,给出本逻辑序列的保护触发信号。一个逻辑序列内也可以由多个保护参数的相互符合产生停堆保护触发信号。快堆比较特殊的是:快堆保护停堆只有快速下插控制棒这一方式向堆内引入负反应性实现保护停堆,没有第二种停堆手段(早期曾在小的实验反应堆上采用改变反射层、增加泄漏的方法实现保护停堆),因而要求快堆控制棒分成两部分,构成第一和第二停堆系统,两套停堆系统的控制棒驱动机构要求有不同的结构。每套停堆系统的反应性当量也要满足独立实现停堆要求。

为了实现在线检测功能,保护系统专门设计有在线检测系统,保证在不妨碍反应堆正常运行和保护系统功能执行的情况下实现保护系统各通道的完好性检测。

8.3 快堆核测量系统

8.3.1 快堆核测量系统功能

反应堆的热功率与单位时间的核裂变率成正比,因此测定了中子注量率就可以知道反应堆的热功率。当然反应堆的热功率也可以通过反应堆冷却剂的流量和进出口温差算出,但这并非直接测定,而且响应时间长,精度也不高。中子测量响应时间短,在低中子水平时,测量精度也能比较高,所以在反应堆启动和安全保护监测中中子探测是极其重要的,核测量主要是中子测量。快堆核测量系统功能如下:

(1) 测量中子注量率,输出指示给运行人员,同时输出警告和保护报警信号给报警系统和保护系统。

(2) 计算核功率倍增周期,输出指示给运行人员,同时输出警告和保护报警信号给报警系统和保护系统。

(3) 测量反应堆核功率,提供给反应堆功率调节系统,实现反应堆自动调节。

(4) 产生允许信号,实现反应堆的运行旁通控制。

中子测量的范围很宽,达8~12个数量级,因而需要划分成3个子量程:源量程、中间量程和功率量程,相邻子量程相互覆盖至少一个数量级以保证量程间的无缝衔接。每个子量程的功能有所不同:

(1) 源量程。测量中子注量率(脉冲计数率),实现核功率倍增周期指示、警告和保护输出,并提供中子注量率信息的多种指示,如脉冲计数、线性计数率、对数计数率、计数率声响等;另外还将这些信号送至有关的控制、保护系统。

(2) 中间量程。测量中子注量率(脉冲计数率/电流),实现核功率倍增周期指示、警告、保护和允许信号输出;并提供中子注量率信息的多种指示:如线性计数率、对数计数率等;另外还将这些信号送至有关的控制、保护系统。

(3) 功率量程。测量中子注量率(电流),通过功率测量装置的量程和表头指示,向操纵员提供按电流表示的堆功率的指示;实现核功率和倍增周期的显示、警告、保护和允许信号输出;计算输出核功率/一回路流量比信号;另外还将这些信号送至有关的控制、保护系统。

对于池式钠冷快堆,由于堆外核探测器距离堆芯较远,

在反应堆停堆和换料期间,堆外核探测器的输出可能会很弱,为提高探测灵敏度,减少探测盲区,有些池式钠冷快堆设有池内核探测系统(不同于压水堆的堆内探测系统),进行中子注量率的测量,向操纵员提供中子注量率的多种指示:如脉冲计数、对数计数率、计数率声响等。

8.3.2 快堆核测量系统的特点

核测量与其他过程测量系统相比,具有一些独特之处,特别是快中子反应堆的中子测量,更具有不同于目前比较成熟的热中子反应堆的特点,其主要特点如下:

(1) 与其他监测信号相比,中子测量范围宽达8个到12个数量级。

(2) 中子探测器出来的信号非常低,与1个中子输入对应的脉冲电流从几个 μA (裂变室)到10~20 μA (BF_3 正比计数管),平均电流10~14A/nV(γ 补偿电离室),所以,认真注意电缆等噪声的消除是十分必要的。

(3) 要处理对数输出、周期监测等特有的信息。

(4) 从系统的安全保护立场,要求监测仪器有特别高的可靠性。

(5) 目前的核测仪表均对热中子敏感度高,检测快中子的效率相对较低,为提高探测灵敏度,需要在探测器周围布置慢化材料。

(6) 对于池式钠冷快堆,核探测器的位置离堆芯较远,中子注量率的衰减要比压水堆大,因而要求核测仪表具有更高的灵敏度,或采取特殊措施,提高信号的信噪比。

(7) 快堆 γ 剂量场较热堆高,因而要特殊考虑核仪表的抗 γ 性能。

(8) 在快堆中,热中子几乎是不存在的,因此在热堆设计中十分关键的热中子吸收截面高的材料在快堆中几乎并不显得那么重要,像 ^{135}Xe 和 ^{149}Sm 那样的裂变产物,相对来说是不重要的,快堆没有氙中毒引发的瞬态过渡问题。快堆堆芯小,快中子平均自由程比热中子长,因此快堆堆芯耦合得比热堆更紧密,不存在区域不稳定问题。因而快堆不必考虑功率分布波动的控制问题,也不必像压水堆那样在正常运行时进行堆芯功率分布的测量。

8.3.3 快堆核测量系统构成

快堆中子探测器与其他堆用中子探测器在原理上是相同的,这里不作过多叙述。快堆核测量系统包括源量程、中间量程和功率量程3个子量程,也可根据情况设置池内核探测系统。

8.3.3.1 源量程

负责从停堆状态开始直到中子注量率水平再提高5~6个数量级范围内的中子测量。中子探测器采用 BF_3 正比计数管或其他种类的计数管,测量输出信号为脉冲信号,脉冲计数率与中子注量率成正比,因而脉冲计数率代表了中子注量率水平。源量程核测量系统输出中子计数率信号通过显示器件向运行人员提供核功率信息;如果设置了报警定值,还可输出报警和保护触发信号至有关的控制、保护系统;同时,驱动计数率声响装置,根据计数率水平发出不同频率和间隔的声音信号。另外,源量程核测量系统计算核功率倍增周期,通过仪表显示给运行人员,周期信号报警和反应堆周期保护触发信号送至有关的控制、保护系统。源量程中子测量系统至少包括2个相互独立的测量通道,每个通道的主要部件包括:

(1) 探测器。

(2) 前置放大器。

(3) 放大及甄别成形电路。

- (4) 脉冲周期模块。
- (5) 计数管高压电源。
- (6) 直流低压电源。
- (7) 脉冲计数及计数率声响装置等。

8.3.3.2 中间量程

与源量程重叠 1~2 个量级,直到反应堆再提高 5~6 个量级或直到满功率范围内的中子测量。中子探测器根据安装位置的中子注量率水平选用合适的探测器,一般采用裂变电离室。测量输出信号由中子注量率水平和探测器决定,可以是脉冲信号,也可以是电流信号,不同的反应堆有不同的设计。系统通过显示器件向运行人员提供核功率信息(中子注量率);输出报警和保护触发信号送至有关的控制、保护系统;计算核功率倍增周期,通过仪表显示给运行人员,周期信号报警和反应堆周期保护触发信号送至有关的控制、保护系统。中间量程中子测量系统至少包括 2 个相互独立的测量通道,每个通道的主要部件包括:

- (1) 探测器。
- (2) 前置放大器、放大及甄别成形电路(脉冲输出)/测量放大器(电流输出)。
- (3) 周期模块。
- (4) 高压电源。
- (5) 直流低压电源。
- (6) 显示仪表。

8.3.3.3 功率量程

与中间量程重叠 1~2 个量级,直到反应堆满功率 1.5~2 倍范围内的中子测量。中子探测器采用电离室或 γ 补偿电离室,测量输出信号为电流信号。系统通过显示器件向运行人员提供按电流表示的堆功率的指示;输出报警和保护触发信号送至有关的控制、保护系统;计算核功率倍增周期,通过仪表显示给运行人员,周期信号报警和反应堆周期保护触发信号送至有关的控制、保护系统;根据保护系统设计,计算输出核功率/一回路流量比信号。功率量程中子测量系统至少包括 3 个相互独立的测量通道,每个通道的主要部件包括:

- (1) 电离室。
- (2) 前置级。
- (3) 功率保护放大器。
- (4) 功率保护定值器。
- (5) 功率流量比功率信号装置。
- (6) 周期模块。
- (7) 高压电源。
- (8) 直流低压电源。
- (9) 显示仪表。

8.3.3.4 池内核探测系统

对于池式钠冷快堆,在反应堆停堆和换料期间,堆外核探测器的输出可能会很弱,为提高探测灵敏度,减少探测盲区,有些池式钠冷快堆设有池内核探测系统,在堆芯附近的反应堆主容器内设置测量通道,进行中子注量率的测量,向操纵员提供中子注量率的指示:如脉冲计数、对数计数率、计数声响等。池内核探测系统一般采用裂变计数管作为探测器,配备相应的检测仪表。

8.4 快堆主要控制调节系统

8.4.1 快堆主要控制系统概述及特点

快堆主要控制调节系统包括:反应堆功率调节系统、一回路钠流量调节系统、二回路钠流量调节系统、蒸汽发生器

给水调节系统、汽轮机控制系统、蒸汽旁排控制系统等。

快中子反应堆在物理、热工、结构等方面与热堆有明显的不同,因而决定了其运行方式和控制系统有其自身的特点。

(1) 物理特性对控制系统的影响。快堆利用重核元素(铀或钚)吸收快中子裂变释放能量,其物理特性与热堆差异很大,将对控制系统产生影响。

1) 快堆芯富集度高、能谱硬、多普勒效应比热堆小,而且快堆缓发中子份额小,中子代时间短,这些对快堆控制来说是不利的,要求快堆控制系统有更好的瞬态响应特性。

2) 在快堆中,热中子几乎是不存在的,因此在热堆设计中十分关键的热中子吸收截面高的材料在快堆中几乎并不显得那么重要,像 ^{135}Xe 和 ^{149}Sm 那样的裂变产物,相对来说是不重要的,快堆没有氙中毒引发的瞬态过渡问题。快堆堆芯小,快中子平均自由程比热中子长,因此快堆堆芯耦合得比热堆更紧密,不存在区域不稳定问题。因而快堆不必考虑功率分布波动的控制问题,也不必像压水堆那样进行堆芯功率分布的测量,从这个意义上说对简化仪表控制系统设计是有益的。

3) 由于快堆采用钠作冷却剂,无法使用可溶性毒物来控制反应性,一般采取单一的控制棒控制反应性方式,因而必须设置两套独立的控制棒停堆系统,以保证冗余和安全。

4) 目前的核测仪表均对热中子敏感度高,检测快中子的效率相对较低,因而要求合理考虑核测仪表的设置和灵敏度问题。快堆 γ 剂量场较热堆高,因而要特殊考虑核仪表的抗 γ 性能。

(2) 热工特性对仪表控制系统的影响。快堆堆芯小、功率密度大,液态金属钠以其优良的热工特性成为快堆的冷却剂,但它在解决快堆冷却问题的同时也带来了新问题。快堆热工特性对仪表控制系统设计具有较大影响。

1) 由于钠容易被活化,一次钠系统带有较强的放射性,为避免放射性的钠与蒸汽发生器中的水相接触,快堆设计成三个回路,比压水堆多一个中间回路(二次钠回路),这样就增加了热传输的时间,加大了电厂系统的时间常数。

2) 与热堆相比,快堆具有堆芯温度高、堆芯进出口温差大、堆芯呈矮胖型、冷却剂在堆芯的流程短等特点,这就使堆芯温度变化限制变得更为突出,因为快速的温度变化对结构材料很不利。为防止在堆功率变化时堆芯平均温度和进出口温差变化太大,快堆采取冷却剂流量可变运行方式,而不是像压水堆所采取的一回路流量固定运行方式。这样可以避免在功率变化时堆芯温度场出现较大变化,以减轻对堆芯结构材料的热冲击。

3) 快堆一次冷却剂系统基本工作在常压下,并且为防止主容器发生泄漏,设置了保护容器,一般不会有堆芯裸露的危险,因而快堆不必设置安全注入系统,也不必专门设置稳压系统。

4) 由于快堆二回路的压力低于三回路的压力,因而其蒸汽发生器的结构与热堆不同,一般采用直流式蒸汽发生器,管侧为三回路的汽-水回路,壳侧为二回路的钠,三回路侧空间小,缓冲能力差,对负荷的变化更加敏感,因而给水调节系统和蒸汽旁排系统要求有更快的响应。直流式蒸汽发生器的水位无法直观监测,因而快堆给水调节系统的输入信号不同于压水堆,代替水位信号的是蒸汽发生器一次侧钠出口温度。这一信号反映了换热量的变化情况,间接地反映了水位的变化,即水位升高则钠出口温度下降;水位下降则钠出口温度上升。

(3) 稳态运行方案。快堆采用冷却剂流量可变运行方式,保持反应堆堆芯出口温度恒定。由于快堆冷热池热容比较大,当负荷变化时,堆芯入口温度短时间内没有显著变化,对于反应堆功率瞬态,热池的温度短时间内也没有显著变化,在无外界调节的情况下,反应堆功率与负荷的失配将长期存在,必须借助于外调节系统调节钠流量来平衡反应堆功率与负荷的变化。因而快堆跟随负荷变化的自调节性比压水堆差。

综上所述,由于快堆在物理、热工、结构等方面与其他堆型存在较大差异,其控制系统也不同于其他堆型,其特点主要表现在以下几个方面:

(1) 与压水堆相比,控制保护系统在设置上存在较大差异,控制保护的重点也有所不同,如表 6.1-34 所示。

表 6.1-34 快堆与压水堆控制保护系统设置对比

	功率调节系统	功率分布控制	主冷却剂压力调节	稳压器液位调节	主冷却剂运行方式	主冷却剂流量调节
压水堆	有	重要	有	有	流量恒定	无
快堆	有	不考虑	无	无	流量可变	有

	给水流量调节系统	蒸汽旁排控制	偏离泡核沸腾保护	安全注入系统	反应堆保护容器	安全壳	安全壳喷淋
压水堆	有	有	重要	有	无	有	有
快堆	有	有	不考虑	无	有	有	无

(2) 在功率失配情况下,压水堆本身具有较好的自调节性,而快堆则必须依靠外调节系统调节。

(3) 快堆由于采用冷却剂流量可变运行方式,反应堆功率跟随流量变化,改善了负荷跟踪能力。

(4) 快堆三回路与压水堆二回路相似,控制调节系统差异不大,但由于快堆采用直流蒸汽发生器,控制系统的输入与压水堆有所不同。

(5) 压水堆需要对功率分布进行控制并定期进行堆芯功率分布监测,快堆则无此类问题。

8.4.2 反应堆功率调节系统

反应堆功率调节系统根据负荷或运行人员的指令,自动稳定反应堆的核功率。该系统由中子探测器、定值比较放大器、调节控制器、驱动电路、控制棒驱动机构和控制棒组成。中子探测器一般为电离室,检测反应堆的物理功率(核功率),产生电流信号,该信号送入定值比较放大器,在此与输入的定值信号进行比较(定值信号可以由负荷变换产生,也可由运行人员手动设置,采用何种方式取决于设计和快堆电厂的运行方式),产生偏差信号,偏差信号经调节控制器按设计的控制算法运算后,产生控制驱动信号,送给驱动电路控制控制棒驱动机构带动控制棒在反应堆内移动,改变反应堆内的反应性,使反应堆功率稳定在期望值。调节过程如下:

(1) 当反应堆功率大于设定值时,定值比较器产生一个正的偏差信号,调节系统输出使控制棒驱动机构下插控制棒,向反应堆内引入负的反应性,使反应堆处于次临界状态,功率下降,直到反应堆功率回到并稳定在要求的功率。

(2) 当反应堆功率小于设定值时,定值比较器产生一个负的偏差信号,调节系统输出使控制棒驱动机构提升控制棒,向反应堆内引入正的反应性,使反应堆处于超临界状态,功率上升,直到反应堆功率回到并稳定在要求的功

率。

(3) 当反应堆功率在设定的精度范围内时,控制系统使控制棒驱动机构锁住控制棒,保持在原来位置,维持反应堆的反应性,保持临界状态,使反应堆功率稳定。

功率调节系统参与反应堆的启停和升、降功率,并能自动地使反应堆功率维持在某一规定的水平上。当接收到来自保护系统的停堆命令时,功率调节系统的控制棒快速全部插入反应堆,向堆内引入负反应性,实现快速停堆。

功率调节系统是快堆非常重要的控制系统,是反应堆及核电厂可靠运行的保障,要求有高的可靠性,一般设置成两个相互独立的控制通道,互为备用。同时,要求调节系统具有良好的动态特性,具有小的超调量、比较短的调节时间常数和少的振荡次数,以及小的静态误差。另外从安全考虑,需要限制控制棒的反应性当量和控制棒的移动速度。

8.4.3 一回路钠流量调节系统

对于池式快堆,一回路全部浸在主容器的钠中,流量不易准确测量,而对于钠流量来说,它和钠循环泵的转速有着很好的线性对应关系,一般采用控制钠循环泵转速的方式控制钠流量,因而也可以称之为钠循环泵转速控制系统。在系统运行前,通过试验手段标定钠流量与泵转速的对应关系曲线。泵转速控制是通过供电电源调频的方式实现的,控制系统接收转速需求信号,同时测量钠循环泵的实际转速,调整供电电源的频率,使实际转速等于需求转速。当事故余热排出系统设置在二回路时,要求一回路钠流量调节系统由应急供电系统供电;如果事故余热排出系统设置在一回路,一回路钠流量调节系统可以不要求应急供电系统供电,而由正常供电系统供电。

8.4.4 二回路钠流量调节系统

基本上采用一回路同样的控制调节方式。

8.4.5 蒸汽发生器给水调节系统

快堆蒸汽发生器的特点是一次侧压力低、二次侧压力高,一般设计为一次侧钠在换热管外流动,二次侧水和水蒸气在管内流动,换热管内水汽两相转换的位置是不固定的,随相关条件的变化而移动,水位无法直接测量,因而快堆蒸汽发生器给水调节系统的主调参数不是水位,而是一次侧出口钠温度。快堆蒸汽发生器给水调节系统测量一次侧出口钠温度,调节主给水调节阀开度,使蒸汽发生器一次侧出口钠温度保持恒定;同时,测量一次侧进出口钠温差和流量,以及给水流量和蒸汽流量,保持二次侧与一次侧之间热匹配,经过计算产生的偏差信号同样输出用于控制主给水调节阀。

8.5 快堆过程检测系统

快堆过程检测系统监测反应堆及核电厂的各种过程参数,包括温度、压力、压差、流量、液位、钠存在、钠泄漏和转速等,重要的过程参数测量如下:

- (1) 反应堆堆芯出口钠温。
- (2) 主容器钠液位。
- (3) 主容器内覆盖气体的压力。
- (4) 主容器钠泄漏监测。
- (5) 一回路钠流量。
- (6) 二回路钠流量。
- (7) 蒸汽发生器给水流量。
- (8) 蒸汽发生器进出、口钠温。
- (9) 蒸汽发生器给水压力。
- (10) 除氧器水位。

- (11) 蒸汽温度。
- (12) 氢测量。
- (13) 钠中杂质浓度的检测等。

8.6 快堆辐射监测系统

快堆辐射监测系统连续监测快堆厂房内各种流出物以及厂内的各个场所的放射性剂量水平。一旦被监测的系统或区域的放射性发生显著的变化,立即给控制室发出报警。辐射监测系统连续记录所监测的放射性水平的数据,并永久保存。辐射监测系统还监测和管理运行人员和实验室人员所受的辐射剂量水平。快堆辐射监测系统包括工艺监测、排出流监测、区域监测、事故后监测、保健物理和离线测量分析等六大部分。

8.7 快堆燃料元件破损探测系统

燃料元件可能因为加工缺陷、运行瞬态、燃耗等各种原因引起包壳破损,燃料、裂变产物泄漏到冷却剂中。当燃料元件破损达到一定程度(破损面积、燃料元件破损数量)时,反应堆必须停止运行,将破损燃料组件取出、处理,更换新的燃料组件才能继续运行。因而有必要对燃料元件的破损情况进行连续监测,发现燃料元件破损时,及时给出报警和破损程度,供运行人员判断是否继续运行反应堆。快堆燃料元件破损探测由四部分组成,分别是:缓发中子探测系统;覆盖气体探测系统、乏燃料组件破损检测系统、燃料破损堆内定位系统等。

8.7.1 缓发中子探测系统

在反应堆裂变产物中包括一些缓发中子先驱核,如果燃料元件发生破损,燃料芯块与冷却剂钠接触,部分裂变产物泄漏到钠中,检测流过反应堆堆芯的钠中缓发中子的注量率,可以判断是否发生了燃料元件的破损。通常的方法是将堆芯出口的钠抽出到堆外进行测量以避免反应堆本身强的中子注量率本底,因为缓发中子的注量率水平很低。对缓发中子的测量要及时,因为缓发中子先驱核寿命较短,是不断衰变的,如果从堆芯流出的钠经过较长时间才能流到中子探测器位置,则缓发中子先驱核已大量衰变掉,测量困难增大、探测灵敏度下降。

8.7.2 覆盖气体探测系统

如果燃料元件发生破损,元件内的裂变气体将释出,汇集到主容器上部的覆盖气体(氩气)中,测量覆盖气体中裂变气体的放射性,即可判断是否发生了燃料元件破损。方法是将覆盖气体连续抽出,经过钠蒸汽捕集器过滤掉钠蒸汽,流经探测器,测量其放射性水平(γ),然后将气体送回主容器气腔中。

8.7.3 乏燃料组件破损检测系统

从反应堆内换出的乏燃料组件需要进行清洗,洗掉沾污的钠,然后才能送到保存水池进行储存。清洗过程中使用气体和水蒸气进行清洗,如果燃料组件有破损,清洗液和清洗气体中的放射性水平将异常,以此可以判断燃料组件是否发生破损。如果发现破损组件,则将该组件处理后(铅浴)才能送保存水池储存。

8.7.4 燃料破损堆内定位系统

在停堆时,借助换料机构,对燃料组件中漏气的燃料元件进行探测。检测原理是:借助换料机构将燃料组件提升一定高度,然后用干净的氩气将换料机内的钠液面压低,使燃料组件裸露到氩气中,利用燃料本身的余热加热燃料组件,如果组件有破损,则裂变气体会释放出来。测量气腔内氩气

的放射性水平,即可判断该燃料组件是否破损。

9 快堆钠工艺及相关系统

9.1 钠的净化技术

金属钠通常被保存在煤油或液体石蜡油里。为了方便和安全起见,目前采用将棒状金属钠表面抹上液体石蜡油后放在双层塑料袋中密封好后,再放在密闭的铁桶内进行运输和储存。由于油的覆盖会引入碳杂质,因此,快堆上用的钠是采用惰性气体覆盖的钢制钠容器来保存和运输。为了除去钠中的非金属杂质如氧、碳、氢、氮、氯和金属杂质如钙、铁等,一般采用沉降、过滤、冷阱、热阱等净化方法。对于钠中的放射性杂质的除去在国际上进行了一些研究工作。通常采用含碳材料来除去钠中放射性铯,用金属镍来除去钠中放射性锰和钴。

9.1.1 杂质来源

9.1.1.1 一回路钠中杂质来源

(1) 原料钠引入。进入快堆一回路的钠应有较高的纯度,否则纯度不高的钠进入快堆一回路会加重一回路钠净化系统的负担,并且延长一回路钠的净化时间。

(2) 设备表面引入。一回路设备金属表面吸附着一定量的水和氧,即使用干燥高温的惰性气体清洗,也难以将它们彻底除去,这些杂质便会与钠发生反应;同时,设备表面的金属氧化物也会与钠发生反应而生成钠的化合物而进入钠回路中。由此引入的氧杂质质量一般在 2g/m^2 左右。

(3) 设备检修引入。在一回路设备检修期间,空气会通过设备移出后的开口进入堆容器或钠回路中。设备检修好后,表面吸附的杂质也会带到钠中。对于中国实验快堆(CEFR)而言,估计每年引入约 2kg 氧化钠。

(4) 燃料装卸引入。快堆燃料组件具有较大的表面积,因此,每次换料必然会向堆内带入一些杂质,其杂质质量可由式(6.1-45)算出,即

$$Q = \delta n \quad (6.1-45)$$

式中: s 为每盒组件的表面积; n 为组件数; δ 为系数。

中国实验快堆共有 81 盒燃料组件,每盒组件有 61 根直径为 6mm 、长为 1350mm 的燃料元件,全部一次换料引入的氧杂质为 135g 氧,相当于 523g 氧化钠。

(5) 覆盖气引入。在堆运行过程中,需要经常向堆内补充氩气,氩气中的杂质会很快与钠反应而因起钠的污染,在 30 年内覆盖气引入的氧化钠污染估计 5kg 左右。

在一回路进钠过程中,由于一回路内氩气中杂质浓度较高,氩气中水、氧、二氧化碳等会与钠发生反应而使钠中杂质含量增加。

(6) 钠泵漏油。在操作不当时,钠机械泵可能会把润滑油掉入钠中,钠与油在高温发生反应,生成元素碳、甲烷及其他碳氢化合物,它易于粘附在燃料元件的表面,进而堵塞流道使元件烧毁。用冷阱除去这类杂质比较困难。不过,中国实验快堆上用的钠机械泵已改进了设计,油漏进钠中的可能性很小。

(7) 腐蚀产物。在一回路中,设备及燃料组件与高温钠的接触面积大,产生的腐蚀产物多,其腐蚀速率可表达为

$$R = e^{[9.48 + 1.5 \ln(\text{O}) - 9000/T - 0.18 \ln(L/D)]} \quad (6.1-46)$$

式中: R 为金属腐蚀速率, $\mu\text{m}/\text{年}$; (O) 为钠中氧的浓度, $\mu\text{g/g}$; T 为绝对温度, K ; L/D 为离钠入口等温下流距离与导管水力学当量直径之比。

按上述公式获得的年腐蚀深度计算,中国实验快堆一回路易近 3000m²的金属表面每年进入钠中的腐蚀产物为 78kg。

(8) 放射性杂质释放。一回路中燃料在燃烧过程中释放出³H,它透过元件包壳进入钠中,其中 90%进入一回路冷阱,其余 10%进入二回路钠中,其中大部分进入二回路冷阱中,见表 6.1-35。

表 6.1-35 快堆中放射性核素的来源

放射性核素	核反应	半衰期(天)	γ射线能量(MeV)	注 解
⁵⁴ Mn	⁵⁴ Fe(n, p) ^{Mn} ⁵⁵ (n, 2n)	313	0.84	最丰富的腐蚀产物
⁶⁰ Co	⁵⁹ Co(n, γ) ^{Ni} ⁶⁰ (n, p)	1913	1.17, 1.33	来源于 Ni 中 Co 杂质及 Co 基合金
⁵⁸ Co	⁵⁸ Ni(n, p) ^{Co} ⁵⁹ (n, 2n)	71	0.81	来源于 Ni 中 Co 杂质及 Co 基合金
⁵⁹ Fe	⁵⁸ Fe(n, γ) ^{Co} ⁵⁹ (n, p)	45	1.10, 1.29	来源于 Ni 中 Co 杂质及 Co 基合金
¹⁸² Ta	¹⁸¹ Ta(n, γ)			有形成的可能,但很少发现
¹³⁷ Cs	裂变产物	1.1×10 ⁵	0.66	主要裂变产物
¹⁴⁰ Ba/La	裂变产物	12.8/1.6	0.57	如果长时间运行而元件破损便能发现
⁹⁵ Nb/Zr	裂变产物	35/65	0.76	如果长时间运行而元件破损便能发现
¹³¹ I	裂变产物	8	0.36	如果长时间运行而元件破损便能发现
¹²⁹ Sb	裂变产物	996	0.43	如果长时间运行而元件破损便能发现
²³⁹ Pu	燃料	8.9×10 ⁶	5.1(α)	燃料与钠发生反应而释放
³ H	¹⁰ B(n, α) ⁷ Li(n, α)	4500	0.006(β)	
⁶⁵ Zn	⁶⁴ Zn(n, γ)	274	1.1, 0.51	由钠和结构材料中引入

中国实验快堆一回路钠中放射性杂质的水平预计²²Na 为 5.4×10⁶ Bq/kg, ¹³⁷Cs 为 2.6×10⁶ Bq/kg, ¹³⁴Cs 为 5.0×10⁶ Bq/kg, ¹³¹I 为 9.7×10⁶ Bq/kg。

从表 6.1-35 可看出:一回路钠的主要放射性有²⁴Na、²²Na、⁵⁴Mn 等;在燃料元件破损时还有¹³⁷Cs、¹³⁴Cs、¹³¹I 等。

此时,一回路放射性主要来源由钠中放射性核素,放射性杂质在设备内表面的沉积和设备结构材料的活化三部分组成。

其中,钠中主要放射性核素为²²Na、¹³⁷Cs 和¹³⁴Cs。对于外径为 600mm 的钠管道保温层外表面的剂量率可达 3.5μSv/s,其中²²Na 所引起的剂量率为 0.9μSv/s;¹³⁷Cs 为 1.9μSv/s;¹³⁴Cs 为 0.7μSv/s。对于中间热交换器而言,保温层外表面的剂量率为 1.2μSv/s,其中²²Na 所引起的剂量率为 0.4μSv/s;¹³⁷Cs 为 0.6μSv/s;¹³⁴Cs 为 0.2μSv/s。表 6.1-35 显示了快堆中放射性核素的来源。

9.1.1.2 二回路钠中杂质来源

(1) 三回路向二回路的氢渗透。在蒸汽发生器中,二回路钠与三回路的水通过热交换器管壁发生热交换。同时,三回路的水在高温下与热交换器管壁材料发生反应产生氢气。由于氢原子很小,它能透过热交换器管壁进入钠中。根据 KNK-II 的运行经验,在正常工况下,在冷阱停止运行时,采用氦计测得钠中氢的上升速率每小时为 1.5×10⁻³ μg/g,进而算得三回路向二回路氢渗透率为 0.27mg/(m²·h)。

(2) 蒸发器水泄漏。由于蒸发器热交换器管壁的破损发生三回路向二回路水泄漏的情况并不少见。而水泄漏引起二回路钠中杂质的增加是十分可观的。水的泄漏量在 (1~40) kg 之间。水泄漏的原因大多是由于焊接质量不高所引起的。由水泄漏引起二回路钠中杂质的增加造成冷阱的负荷大大增加。进而加速冷阱的失效。在二回路冷阱中的氢化钠体积大约占总杂质体积的一半,因此,为了延长它的寿命,许多国家对失效的二回路冷阱进行再生,但再生次数不能超过三次。发生钠水反应后,钠中杂质主要以氧化钠、氢化钠和氢氧化钠形式存在,而氧化钠和氢化钠的熔点较高,分别为 1275℃和 800℃,而氢氧化钠的熔点只有 318℃,因此,可将冷阱加热到 500℃,同时加氢与氧化钠反应,生成熔点较低的氢氧化钠,然后将它从冷阱中排出。这样氧化钠和氢氧化钠可从冷阱中除去,剩下的氢化钠可采用在 450℃和真空的办法使氢化钠分解成钠和氢,其中氢被抽出,此法可较好地再生二回路冷阱。

(3) 由一回路向二回路扩散氦。

(4) 钠泵漏油后,油与钠发生反应产生氢气、甲烷等气体和留在钠中的含碳化合物。不过,中国实验快堆上二回路上钠机械泵,已改进了设计,油难以漏进钠中。

(5) 随二回路的覆盖气引入的氧及其他杂质气体。

(6) 二回路设备检修引入的杂质。

9.1.2 钠的净化方法

为了除去钠中的杂质,通常采用的净化方法有过滤、冷阱净化、热阱净化等方法。在中国实验快堆上主要采用过滤和冷阱净化。

9.1.2.1 过滤

由于金属钠的化学性质十分活泼,即使将它用油或惰性气体来覆盖,仍不能完全阻止空气中的氧、水、二氧化碳、氮等透过覆盖层与钠发生作用生成氧化钠、氢氧化钠、氢化钠、碳酸钠、氮化钠等,过量的这些化合物将以固体形式存在于钠中。在高温下,钠会与油反应生成元素碳、碳化物、硫化物和氢化物;在钠中钙的除去过程中,钙与钠的氧化物反应后生成氧化钙;这些杂质在低温时可能悬浮在钠中,加之其他颗粒杂质也会混入钠中,因此采用过滤的方法来除去钠中杂质是必要的。

通常,采用不锈钢丝网或不锈钢陶瓷作为过滤器的元件。钠通过过滤器的流速可表达为

$$u = \frac{1}{S} \frac{dV}{dt} = \frac{\alpha \Delta p}{\mu L} \quad (6.1-47)$$

式中: u 为单位过滤面积的体积流量; Δp 为过滤器两边的压差; μ 为流体的动力黏度; S 为过滤面积; L 为过滤器元件的厚度; V 为滤液体积; t 为过滤时间; α 为过滤系数。

由式 (6.1-47) 可知,钠过滤的滤速与过滤管两侧的压差和过滤管的过滤截面积成正比,与过滤器的厚度及滤饼的厚度成反比。

据文献报道,如采用孔径为 5μm 的过滤器元件来过滤,当过滤温度为 393~433K,压差为 1×10⁵ Pa 时,滤速可达

3906~4883kg/(h·m²)。当过滤器元件上形成滤饼时,滤速会不断下降。此时可采用反冲法使滤饼脱开以减少过滤阻力。为了不使杂质在滤网或陶瓷过滤器元件上结晶而堵塞滤孔,滤床温度应稍高于钠温。

过滤效率对于钠中氧化物而言,一般为理论值的80%~90%,滤饼的形成会使过滤效率提高。在中国实验快堆核级钠的生产和它的钠接收系统均采用过滤法来除去钠中杂质。

9.1.2.2 冷阱

由于钠中大部分杂质的溶解度随着液体钠温的降低而指数规律下降,因此,当钠流过填充金属丝网的冷区时钠中杂质便在丝网上析出或通过杂质浓度差作驱动力使钠中杂质向冷区扩散,从而使钠得到净化。起这种作用的装置被称为冷阱。根据上述净化方式可分为受迫循环冷阱和扩散冷阱,前者被广泛地用于各种动态回路上,后者通常用于小型钠回路和实验装置上。一回路冷阱中主要析出物是:Na₂O、NaH、NaOH、C、Fe、Ni、Cr、Ca、Sr、⁵⁴Mn、⁶⁰Co、¹⁸²Ta、⁹⁵Zr、¹³⁷Cs、¹³¹I、^{110m}Ag等。

在受迫循环冷阱工作时,主回路中的钠经过省热器使钠温逐步降低,当钠温达到一定温度时进入冷阱结晶区。钠在冷阱内的停留时间一般为5分钟。冷阱的有效体积通常为总钠量的0.5%~3%。主回路钠中氧或氢等杂质的除去速度可用式(6.1-48)表达,即

$$\frac{C_t - C}{C_t - C_0} = e^{-K \frac{W}{M}} \quad (6.1-48)$$

式中: C_t 为在冷阱温度下氧或氢在钠中的溶解度; C 为氧或氢在主系统钠中的浓度; C_0 为 t 为零时氧或氢在主系统钠中的浓度; K 为冷阱效率; W 为钠在冷阱中的流量; t 为冷阱净化时间; M 为系统中的总钠量。

冷阱效率对于不同的冷阱结构和不同杂质是不一样的。对于氧化钠来说,冷阱效率在0.2~0.5之间;对于氢化钠来说,冷阱效率在0.4~0.8之间。而且,氢化钠易沉积在冷阱的较冷的内壁;氧化钠易沉积在冷阱的钢丝网上。在冷阱的使用过程中,杂质不断在冷阱内积累,最后,钠流在冷阱内受到完全阻塞,人们把此时冷阱内的杂质量称为冷阱饱和容量。通常,用杂质在冷阱内所具有的体积占冷阱总体积的百分数来表示。大多数冷阱饱和容量在8%~20%之间。对于此类冷阱而言,大部分杂质沉积在冷阱最冷区的8cm长的区间内。如果冷阱最冷区的区间大,则冷阱饱和容量也大。

中国实验快堆一回路中的260t钠采用一回路冷阱来净化,钠中杂质含量由一回路钠分析监测系统来进行分析。一回路冷阱有两个,一个冷阱的容积为1.65m³,另一个冷阱的容积为2.9m³。它们可以同时工作,也可一个工作另一个备用。两条二回路中的钠分别由各自的二回路冷阱来净化。每条二回路主冷却系统有近21t的钠。两套余热排放系统分别与二回路钠充排系统相连。当余热排放系统中的钠需要净化时,将其钠排到二回路充排钠系统,由二回路钠净化系统的冷阱来净化。

图6.1-59所示为一回路冷阱的示意图。由于一回路钠具有放射性,并且堆芯产生的大量中子使材料腐蚀产物活化及燃料裂变产物从燃料元件中泄漏到钠中,其中大部分活化产物和裂变产物沉积在一回路冷阱中,从而使一回路冷阱具有很强的放射性。为了防止冷阱因本身破损而使放射性钠泄漏出来,一回路冷阱外面设有用钠钾合金作冷却剂的夹层,夹层内有充满液体有机冷却剂的蛇形管。钠钾

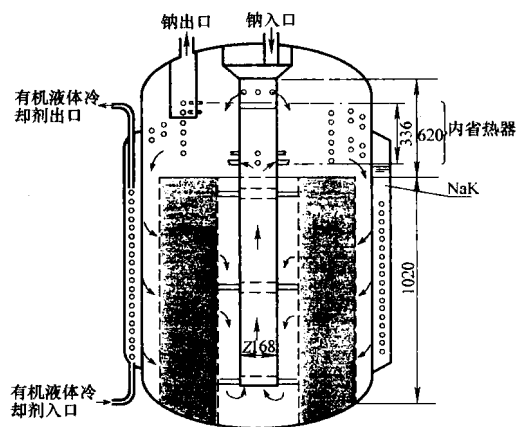


图 6.1-59 一回路钠冷阱示意图

合金的比例为钾占55%,钠占45%。当冷阱工作时,冷阱内钠的热量通过冷阱容器壁传给钠钾合金,进而传给有机冷却剂,有机冷却剂的热量由空冷器散发到大气中去。在正常运行工况下,堆容器内的钠由电磁泵将410℃钠送入一回路钠净化系统省热器,使钠温降到180℃左右后,进入冷阱。经过冷阱内省热器管和钠钾合金冷却剂的进一步冷却,其钠温降到110~130℃,钠中杂质在冷阱内壁和不锈钢丝网上结晶析出,使钠得到有效的净化。二回路钠净化系统的工艺流程与一回路钠净化系统基本相同。其主要区别在于二回路冷阱的冷却是直接用风机输送的空气冷却。一回路钠中杂质含量由一回路钠分析监测系统在线或离线分析。

中国实验快堆有两条二回路,每条回路有一个二回路钠净化系统和二回路钠分析监测系统。回路正常运行时,由二回路钠泵或二回路钠净化系统电磁泵输送钠到二回路钠净化系统和二回路钠分析监测系统。二回路钠净化系统由省热器、风机、冷阱等组成。

一回路钠净化系统和一回路钠分析监测系统也可利用一回路充排钠系统电磁泵进行净化和分析一回路储钠罐中的钠。同样,二回路钠净化系统和二回路钠分析监测系统也可利用二回路充排钠系统电磁泵进行净化和分析二回路储钠罐中的钠。

事故余热排放系统中的钠的净化是靠二回路钠净化系统来完成的。当事故余热排放系统中杂质阻塞温度超过180℃时,将该系统中的钠排入二回路储钠罐,由二回路钠净化系统把钠中杂质阻塞温度降到130℃以下后,再返回到事故余热排放系统中去。事故余热排放系统钠分析监测系统用于监测该系统中钠中杂质阻塞温度的。

扩散冷阱是连接在钠回路或钠试验装置上的一端封死的管子。当它的温度低于钠回路或钠试验装置内钠中的杂质饱和温度时,杂质便会由浓差驱动力不断从高浓度区向低浓度区扩散,从而使钠得到净化。通常,扩散冷阱直接由空气自然冷却,为了增加散热效果,可在它的外壁焊上散热片。为了提高它的净化能力,应使扩散冷阱末端内的钠保持在固体状态。据此,可在不宜采用受迫循环冷阱的钠回路或钠装置采用扩散冷阱来净化。

当环境温度为310.8K;钠回路或钠试验装置的温度为699.8K;钠和冷阱外的气体之间热交换系数为102.16kJ/(m²·h·K);导热系数采用810.43kJ/(m²·h·K);扩散冷阱的管径为0.076m时,则可算得冷阱各点的温度与该点离主系统之间距离的关系,计算结果列在表6.1-36中。

表 6.1-36 扩散冷阱各点的温度与该点离主系统之间距离的关系

冷阱某点的温度与该点离主系统之间距离 (m)	0	0.15	0.30	0.40	0.61
冷阱各点的温度 (K)	699	485	450	349	340

表 6.1-37 不同的扩散冷阱温度下主系统钠中氧的含量

扩散冷阱温度(K)	钠中氧的含量(μg/g)
413	5.5±3.7
433	4.2±1.7
443	12±7.6
453	16.45±10.45
463	24.4±9.1

由表 6.1-37 结果可得出不同的扩散冷阱温度下在扩散平衡时主系统钠中氧的含量的公式为

$$\log C = 7.237 - \frac{2743.7}{T} \quad (6.1-49)$$

式中: C 为钠中氧的浓度, $\mu\text{g/g}$; T 为扩散冷阱的温度, K 。

在扩散冷阱里所沉积的杂质大部分黏附冷阱管体的内表面。如果长期加热它到高于主系统钠中杂质饱和温度, 则杂质又回到主系统中。

据此, 可在不宜采用受迫循环冷阱的钠回路或钠装置采用扩散冷阱来净化。在钠回路中, 与高温流动钠管道相连的静态低温钠管道可能起到扩散冷阱的作用, 如果积累的杂质较多, 有可能引起该管道的阻塞。因此, 在中国实验快堆中主工艺管道内的钠在流动时, 与主工艺管道相连的各支路管道处于静止状态的情况下, 支路管道的温度应保持在 200°C 以上。

9.1.2.3 钠中钙的除去

钠冷快堆中, 钠中钙的大量存在会在其后的运行中与钠中氧反应生成溶解度很低的氧化钙, 它会沉积在燃料元件及中间热交换器的表面而影响传热性能。因此, 在钠入堆前要进行除钙净化。钠中钙除去的原理是利用钠中钙会与氧化钠或过氧化钠发生反应生成热力学上更稳定的氧化钙后, 通过沉降、过滤等方法把氧化钙从钠中分离出来, 使钠得到净化。为了提高反应速度, 将含钙的钠与钠的氧化物或氢氧化物在反应器内反应, 其温度设置在 623K , 采用机械搅拌使它们充分混合, 反应数小时后排入沉降罐中沉降数天。进而通过过滤方法使之流入储存罐中。

中国实验快堆核级钠生产装置由除钙反应器、一级沉降罐、不锈钢丝网过滤器、二级沉降罐、不锈钢陶瓷过滤器、储钠罐、冷阱净化系统等组成。工业钠进入除钙反应器后, 钠中的钙与加入过量的过氧化钠反应生成难溶的氧化钙, 采用沉降和过滤的方法除去氧化钙, 过量的钠中氧除了采用沉降和过滤的方法除去外, 还可采用冷阱净化的方法来除去。通常, 钠中钙的含量可低于 $5\mu\text{g/g}$; 氧的含量可低于 $20\mu\text{g/g}$ 。

9.1.2.4 钠中放射性杂质的除去

一回路的钠中的杂质主要用一回路的冷阱来除去。由于钠中有些放射性杂质可溶于钠, 有些放射性杂质在钠中的溶解度随温度变化不大, 因此用冷阱难以除去, 需采特殊的方法来除去它们。从而减少维修人员的放射性伤害。

除去钠中放射性杂质的设备是核素阱, 它主要用于除去钠中 ^{54}Mn 、 ^{65}Zn 和 ^{137}Cs 。

第一个核素阱是由美国研制的。在阱中用镍派尔环作填料用于除去钠中 ^{54}Mn 和 ^{65}Zn 。镍对 ^{54}Mn 和 ^{65}Zn 的吸附量随温度升高而指数上升, 而不锈钢对这些活化产物的吸附量不仅少而且随温度升高而下降。

用玻璃体无定形碳 (Reticulated Vitreous Carbon 简称 RVC) 作填料的铯阱来除去钠中铯是十分有效的。该吸附剂与钠中铯形成层间化合物。有效的工作温度为 250°C 左右。在 KNK-II 在实验旁路用此法取得了令人鼓舞的结果。该铯阱的工作温度越高, 吸附容量越低, 但吸附速度越快。

9.2 钠中杂质的监测

9.2.1 钠中杂质标准

钠中含有的金属和非金属杂质种类较多, 研究快堆较早的一些国家, 如: 美国、俄罗斯、日本、法国、德国、印度等, 根据本国堆的实际情况制定了堆用钠中杂质的质量标准。CEFR 主要借鉴俄罗斯快堆的质量标准, 建立了仅对堆的运行有较大影响的七个杂质的质量标准 (表 6.1-38)。

表 6.1-38 CEFR 钠中杂质的质量标准

杂质	允许的含量 ($\mu\text{g/g}$)		
	入堆钠	一回路线	二回路
O	30	10.0	10.0
Ca	10	10.0	10.0
C	30	20.0	30.0
K	200	200.0	1000.0
N	10	10.0	10.0
Cl	30	30.0	30.0
Fe	10	10.0	10.0

9.2.2 钠中杂质的离线分析

9.2.2.1 钠中氧的分析

氧是钠中最重要的非金属杂质之一。过量氧的存在会加速钠对快堆包壳材料和结构材料的腐蚀, 造成它们机械性能的改变, 不利于反应堆的安全运行。氧化钠的过量存在会在冷区钠管道内壁沉积而引起管道阻塞。因此, 分析钠中氧的含量是十分重要的。氧以 Na_2O 、 Na_2CO_3 、 NaOH 或其他元素的氧化物 (CaO 、 MgO 等) 形式存在于钠中。钠中氧的主要分析方法有汞齐法、钨丝平衡法、中子活化法和真空蒸馏法等。在 CEFR 上采用真空蒸馏法, 因此仅对此法作重点介绍。

真空蒸馏法的原理是在 450°C 、 $3 \times 10^{-3}\text{Pa}$ 真空度下、加热蒸馏釜中的钠样品至一定时间, 钠可全部蒸馏分离, 而钠中主要以氧化物形式存在的氧留在残渣中。残渣用去离子水溶解后, 加入 1% 的甲基橙, 用硫酸滴定至溶液由黄色变成稳定的橙色, 根据消耗的硫酸体积求得氧的含量。

根据实验结果, 钠中氧主要以氧化钠形式留在残渣中, 其他形式存在的氧, 对测定的影响可忽略。因此, 假定氧全部以氧化钠形式存在, 则氧浓度的计算公式为

$$C = \frac{VN8}{W} \times 10^3 \quad (6.1-50)$$

式中: V 为滴定氧化钠消耗的硫酸体积, mL ; N 为滴定氧化钠用硫酸当量浓度, 克当量数/L; W 为钠样品重, g ; C 为氧的浓度, $\mu\text{g/g}$ 。

很明显,残渣中除了 Na_2O 外,可能还有 Na_2CO_3 、 NaOH 或其他元素的氧化物(CaO 、 MgO)等,它们也能以碱的形式被滴定出来,只有当这些杂质含量极低时,才可能忽略。但作为一个常规的分析方法,真空蒸馏法是行之有效的。

此方法的最低检出量为 $10\mu\text{g}$,当钠中氧浓度为 $10\sim 100\mu\text{g/g}$ 时,方法的相对标准偏差为 9.0% 。用氧化锌做加氧标准物时,在含氧 $10\sim 100\mu\text{g/g}$ 范围内,方法的回收率为 $(88.9\pm 9.0)\%$ 。本方法可适用于各种钠回路及高纯钠中微量氧的分析。

9.2.2.2 钠中碳的分析

钠中的杂质碳主要来源于钠生产过程中的电解电极、用于覆盖钠的石蜡油和泵的机械油等。

钠中存在的杂质碳对反应堆材料、包壳产生腐蚀,引起“渗碳”或“脱碳”现象,从而使材料的物理和机械性能发生变化。严重时在回路运行管道内壁形成坚硬物质,影响传热。

钠中碳的存在形式如下:

- (1) 以油、石蜡 (C_nH_m) 形式存在的挥发性碳。
- (2) 以石墨 (C) 和 Na_2CO_3 形式存在的非挥发性碳。
- (3) 以 Na_2C_2 形式存在的炔化物。
- (4) 以 NaCN 形式存在的氰化物。

NaCN 在小于 300°C 不稳定,在回路中观察不到。因此可不考虑氰化物在钠中的存在。

通过计算,相对碳酸钠在钠中的含量而言,炔化物在钠中的存在量是很低的,可不加以考虑。

钠中碳的分析主要涉及挥发性碳和非挥发性碳。CEFR 采用的是无油覆盖的核级钠,除非机械泵漏油才会产生挥发性碳。因此,钠中杂质碳的分析工作主要是针对单质碳和碳酸钠这两类非挥发性碳而展开的,国内外也如此。

测定钠中碳的分析方法主要有高温燃烧—气相色谱法,蒸馏分离—残渣燃烧—汞压表测定法,含氧酸助熔剂燃烧—气相色谱法等,它们测定钠中的非挥发性碳的方法虽然有所区别,但原理是基本是相同的,都是利用通入氧气和高温加热生成二氧化碳后进行测量。由于碳酸钠在大于 850°C 的高温下才分解,因此真空蒸馏除去基体钠这一前处理过程有利于消除钠的干扰,且不会带来碳酸钠的损失。CEFR 采用了真空蒸馏—残渣燃烧—气相色谱法和真空蒸馏—残渣燃烧—电位滴定法这两种方法来测定钠中的碳。

真空蒸馏—残渣燃烧—气相色谱法测定钠中碳的基本原理是:在氩气气氛下取 $1\sim 6$ 克钠于石英坩埚内,在 400°C 及 $3\times 10^{-3}\text{Pa}$ 下真空蒸馏除钠,残渣在 1100°C 下通氧燃烧半小时,生成的 CO_2 在 $-100\sim -80^\circ\text{C}$ 的硅胶吸附阱内收集,沸水溶解吸后,用气相色谱测量。此法在钠中含碳为 $5\sim 100\mu\text{g/g}$ 范围内,样品测定的相对偏差小于 12% ;用石墨和 Na_2CO_3 为标物,在上述范围做加钠回收实验,回收率分别为 $(104.9\pm 11.1)\%$ 及 $(100.8\pm 19)\%$ 。

真空蒸馏—残渣燃烧—电位滴定法测定钠中碳的基本原理是:钠真空蒸馏分离后,残渣中的碳在 1100°C 下通净化的氧燃烧,生成的 CO_2 通入 pH 值为 10 的 BaCl_2 (10%) 和 $\text{Ba}(\text{OH})_2$ (0.01N) 的吸收剂中,随着 BaCO_3 的生成,溶液的 pH 值降低,再用 $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 滴定,使溶液的 pH 值回到 10,由消耗的 $\text{Ba}(\text{OH})_2$ 量,间接计算出碳的量。

9.2.2.3 钠中氮的分析

钠中氮主要来源于空气。在常温下,与钠反应很慢。钠中氮会引起结构材料的脆化,在高温下,包壳、阀门波纹管等薄壁部件会因为氮化而损坏。钠中的氮主要以氮化钠、氮

化锂、氮化钙等氮化物的形式存在。

钠中的氮的分析方法主要有 Los Alamos 实验室的乙醇溶样—酸碱滴定法、L. Burris, et. al 的甲醇溶样—生成肼酚的分光光度法和俄罗斯的蒸馏水溶样—生成碘汞酸胺的分光光度法。

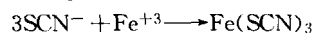
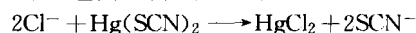
CEFR 采用蒸馏水溶样、生成肼酚的分光光度法来对钠中的氮进行分析。在氩气保护、液氮冷却下,钠样品溶于蒸馏水中,加水稀释,蒸馏,以氨的形式释放出的氮用 0.1mol/L 盐酸吸收后,加入次氯酸钠、苯酚进行显色,用分光光度计在 630nm 处进行比色测定。采用标准加入法进行了回收实验,方法的回收率为 $88.0\%\sim 102.0\%$,相对标准偏差为 4.8% 。

9.2.2.4 钠中氯的分析

钠是由电解熔融的氯化钠而得到的,因此钠中必然会有杂质氯的存在。钠中杂质氯能引起快堆结构材料和包壳材料的腐蚀。对不锈钢构件危害最大的是应力腐蚀,钠中溶解氧和氯离子的共用作用是不锈钢穿晶应力腐蚀破裂的重要原因。氯在钠中以氯化物的形式,即氯离子 (Cl^-) 存在。

测定钠中氯有比浊法和离子选择电极法。CEFR 采用真空蒸馏—分光光度法测定金属钠中微量氯。其基本原理是:在 $3\times 10^{-3}\text{Pa}$ 、 380°C 下真空蒸馏将氯从钠基体中分离,残渣用稀高氯酸溶解,然后加入 $\text{Hg}(\text{SCN})_2$,以形成汞的氯化物,释放出来的 SCN^- 与 Fe^{+3} 生成红色的 $\text{Fe}(\text{SCN})_3$,用分光光度法在 460nm 处测定吸收值,然后换算成钠中氯的含量。

硫氰酸汞比色法测氯的反应式为



钠中的氯含量低于 $1\mu\text{g/g}$ 时,测定精密度的 $37\%(n=10)$ 。当钠中加入 $15\sim 30\mu\text{g/g}$ 氯离子时,氯的回收率为 $97.8\%\sim 98.6\%$;加入 $4\mu\text{g/g}$ 氯离子时,氯的平均回收率为 99.2% ,其相对标准偏差为 16.2% 。

9.2.2.5 钠中钙的分析

在采用 NaCl 熔融电解法生产金属钠的工艺过程中, CaCl_2 是降低熔点的辅料,是引入杂质钙的主要来源。

钠中钙以金属钙 (Ca)、氧化钙 (CaO)、碳酸钙 (CaCO_3) 和氢氧化钙 [$\text{Ca}(\text{OH})_2$] 等形式存在,其中以氧化钙最重要,由于钠中同时存在氧,金属钙最终主要转化为氧化钙存在于钠中。

当钠中钙的含量过高时,所形成的氧化物将会引起流道堵塞,特别是在堆芯区,钠的流道又窄,一旦堵塞,热量不及时带走,则将引起元件烧毁,造成重大事故。

分析钠中微量钙的方法有容量法、分光光度法、X 荧光光谱法及原子吸收法等。关于钠中钙测定方法的报道最多的是原子吸收法,先真空蒸馏去掉基体钠或直接溶样后,用火焰原子吸收法测定。这个方法是各国堆用钠实验室普遍采用的方法。这个方法的特点是,原子吸收仪是通用仪器,其测钙的灵敏度和精度能满足快堆用钠的质量要求,且一份溶液可同时测定其他金属杂质。

CEFR 采用的也是真空蒸馏—火焰原子吸收法测定钠中的杂质钙。在 360°C 、 $3\times 10^{-3}\text{Pa}$ 真空度下、蒸馏釜中加热蒸馏一定量的钠样品,钠可全部蒸馏分离,而钠中主要以钙和氧化钙形式存在的钙留在残渣中,残渣加入王水,在 100°C 恒温水浴上蒸至近干,用 5% 盐酸温热提取后,加入去钠干扰试剂 SrCl_2 ,在波长为 422.7nm 处,用火焰原子吸

收法测得钙含量。

9.2.2.6 钠中钾的分析

钠中杂质钾主要来源电解熔融法生产工业钠的原料 NaCl, CaCl₂, BaCl₂ 中的 KCl。钾极易溶于钠中, 它的存在主要对钠的导热率有影响, 当钾的值大于 1×10^{-3} 时, 钠的导热率会明显下降(约 1%), 即影响钠的传热性能; 其次钾会在辐照条件下, 发生中子活化反应, 产生放射性同位素 Ar⁴¹ 而增加覆盖气的放射性。

测定钠中钾的方法有火焰光度法、原子吸收法等。CEFR 上采用直接溶样—火焰原子发射光谱法, 即在手套箱内取 1g 钠样于石英烧杯中, 在空气中用加湿器喷雾加湿溶样系统将钠样全部溶解, 加入 3.9mL 优级浓盐酸中和, 溶液转到 100mL 容量瓶中, 用 0.5% 盐酸稀释成待测的钠溶液, 在 766.9nm 波长处, 用火焰原子发射光谱测得钾的含量, 对于基体钠的干扰采用在标准溶液中加入与 10.0mg/mL 的样品中的钠相同量的钠盐, (10.0mg/mL) 来消除钠的干扰。当一克左右的钠中加入 100~500μg 钾时, 方法的回收率在 94.7%~109.8% 之间, 相对标准偏差为 4.2%, 检测限为 0.008μg/mL。

9.2.2.7 钠中铁的分析

工业钠和入堆钠中的杂质铁主要来源于钠生产过程和运输过程, 反应堆冷却剂钠中的铁还来源于结构材料和包壳的腐蚀等。钠中杂质铁的含量过高时, 引起流道堵塞。铁主要以单质铁、氧化铁、盐和腐蚀产物碳化物 (FeC_x) 的形式存在。

CEFR 采用真空蒸馏—原子吸收法来测定钠中的铁。利用高纯金属钽或金属钛坩埚取出钠样, 转移至蒸馏釜中, 在真空度为 3×10^{-3} Pa, 蒸馏温度为 400℃ 下分离基体钠, 残渣用王水溶解, 将铁转化为盐的形式, 用稀酸提取后, 在工作波长为 248.3nm 处用火焰原子吸收法测定。

9.2.3 钠中杂质的在线分析

为了确保堆的安全运行, 连续监测钠中的重要杂质是十分必要的。目前, CEFR 钠中杂质的在线分析系统有一回路钠分析监测系统的阻塞计支路和 γ 光谱及铯测量支路; 二回路钠分析监测系统的阻塞计支路; 事故余热排放系统的钠分析监测系统的阻塞计支路; 二回路钠中氢计测量系统。

9.2.3.1 阻塞计

阻塞计能在线监测回路钠中的氢化物和氧化物杂质的总量, 它是一回路、二回路钠和事故余热排放系统钠质量监测的重要的在线测量仪表。CEFR 上的阻塞计(图 6.1-60)由过滤器、回热器、阻塞计本体、钠稳压器、风门、冷却风机、钠流量计、加热系统、控制系统等组成, 阻塞计本体是阻塞计的主要部件, 它由冷却器、电磁感应传动装置、电热元

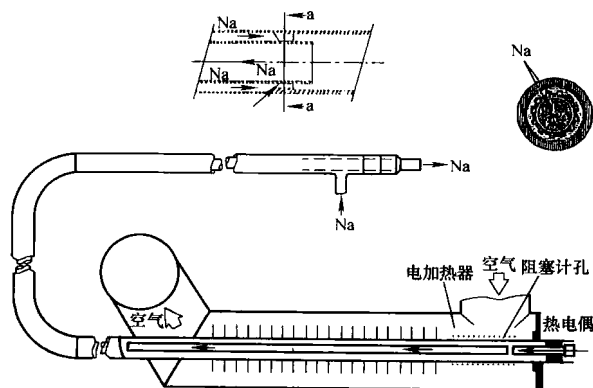


图 6.1-60 CEFR 阻塞计示意图

件、阻塞孔板、冷却风筒等组成。当钠流经阻塞计本体时, 钠被省热器和空气冷却器不断地冷却, 当钠温降至钠中杂质饱和温度以下时, 杂质便在阻塞孔内析出, 同时流经阻塞孔的钠流量开始下降。钠流量开始下降时的阻塞孔处钠的温度定义为阻塞温度。不同的阻塞温度对应不同的氧化物和氯化物的含量, 根据阻塞温度和如下的公式可得到钠中氧化物和氯化物的含量。

氧化钠在钠中的溶解度计算式为

$$\log C = 6.257 - 2444/T$$

式中: C 为氧化钠在钠中的浓度, $\mu\text{g/g}$; T 为钠的绝对温度, K。

氯化钠在钠中的溶解度计算式为

$$\log C = 6.067 - 2880/T$$

式中: C 为氯化钠在钠中的浓度, $\mu\text{g/g}$; T 为钠的绝对温度, K。

为了减少冷却剂对燃料元件包壳和结构材料的腐蚀以及防止杂质在冷区管道的堵塞, 回路中钠的阻塞温度应控制在 180℃ 以下。

9.2.3.2 氢计

氢计是一种监测钠中氢的在线仪表, 主要用于监测蒸汽发生器发生泄漏时二回路钠中因钠水反应产生的氢, 以此判断水泄漏的大小并采取相关事故保护动作, 确保安全运行。氢计有电化学氢计和扩散型氢计两种类型。

(1) 电化学氢计。图 6.1-61 所示为 CEFR 电化学氢计探头的示意图。该氢计的电池结构可表达为

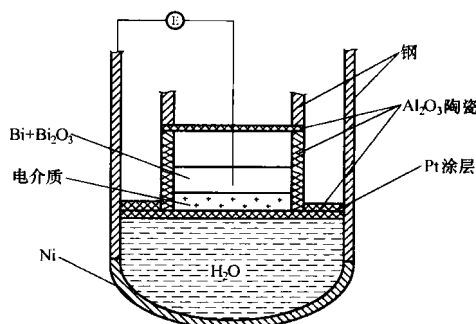


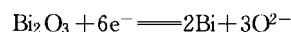
图 6.1-61 CEFR 电化学氢计探头的示意

Me/参考电极//ZrO₂, Y₂O₃//Pt/H₂O-H₂/H-Ni 膜/钠 (NaH)

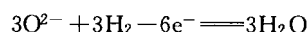
氢计的探头是由参考电极、测量电极和镍膜构成。参考电极 Bi-Bi₂O₃ 由铂丝将它的信号引出。参考电极与测量电极之间用 ZrO₂-Y₂O₃ 作固体电解质隔开, 该电解质起到传递 O²⁻ 的作用。测量电极 H₂O-H₂ 由 Pt 和钢管将它的信号引出。镍膜将钠与测量电极隔开, 起到透氢的作用, 钠中氢的浓度将改变测量电极中氢的浓度, 进而改变电池电动势的输出。

测量电极置于氧探头和镍膜之间的小室中, 具有固定的水分压, 小室中氢气的浓度决定了固体电解质中 O²⁻ 的活度, 其反应方程式可表达为

在参考电极上进行的反应:



在测量电极上进行的反应:



总的反应方程式:



根据 Nernst 公式, 在固体电解质电极上氧的电动势 E 为

$$E = \frac{RT}{4F} \ln \frac{P_{\text{O}_2,c}}{P_{\text{O}_2,r}} \quad (6.1-51)$$

式中: R 为气体常数; F 为法拉第常数; $P_{\text{O}_2,c}$ 为参考电极上相应的氧分压; $P_{\text{O}_2,r}$ 为测量电极上相应的氧分压; T 为绝对温度。

通过测量该电池的氧电动势, 就可测得小室中氢的分压。而小室中氢的分压与钠中氢的分压在透过镍膜达到平衡时是相同的。因此, 测得了小室中氢的分压就等于测得了钠中氢的分压。这也等于测得钠中氢的浓度。

氢中氢的分压与电动势的关系可表达为

$$E = a + bT + 9.917 \times 10^{-5} T \lg p_{\text{H}_2} \quad (6.1-52)$$

钠中氢的浓度与电动势的关系可表达为

$$E = c + dT + 1.983 \times 10^{-4} T \lg C_{\text{H}_2} \quad (6.1-53)$$

式中: a 、 b 、 c 、 d 为在探头校准过程中确定的常数; C_{H_2} 为钠中氢的浓度, $\mu\text{g/g}$ 。

(2) 扩散型氢计。图 6.1-62 所示为扩散型氢计的取样及真空系统的示意图。扩散型氢计是用镍膜作传感器, 在一定温度下, 钠中氢透过镍膜扩散到高真空系统, 测量真空系统中的分压可计算出钠中氢的含量, 从而得知快堆蒸汽发生器中是否有三回路中的水向二回路中泄漏。测量进入真空系统氢的含量的仪器有高真空计、离子泵电流测量仪和质谱仪。

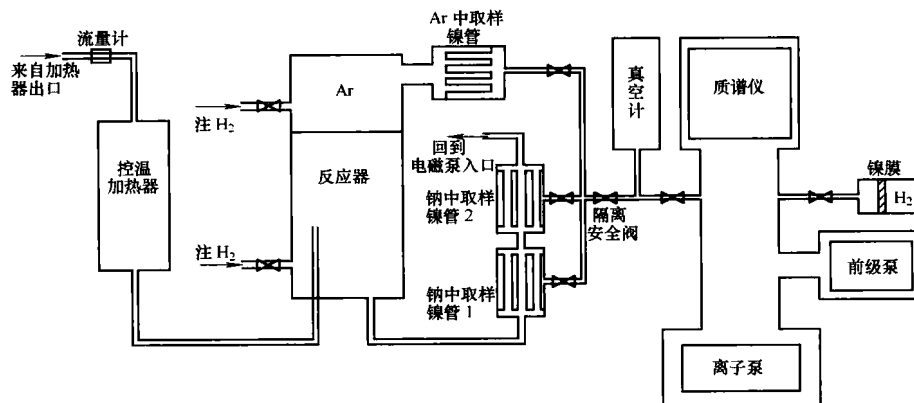


图 6.1-62 扩散型氢计取样及真空系统示意图

氢透过镍膜进入真空系统的通量 ϕ 可表达为

$$\phi = \frac{AK(p_1^{\frac{1}{2}} - p_2^{\frac{1}{2}})}{X} e^{-\frac{Q}{RT}} \quad (6.1-54)$$

式中: A 为镍膜面积; K 为氢在镍膜中的扩散系数; $p_1^{\frac{1}{2}}$ 为钠侧中氢分压; $p_2^{\frac{1}{2}}$ 为真空侧中氢分压; X 为镍膜厚度; T 为镍膜温度。

根据 Sievert 定律, 钠中氢 C_{H} 与气中氢 p_{H} 之间的关系为

$$C_{\text{H}} = S_{\text{H}} \sqrt{p_{\text{H}}} \quad (6.1-55)$$

探头内氢压力 p 与氢通量 ϕ 之间的关系为 $p \propto \phi / S_{\text{P}}$

由于离子泵抽速 $S_{\text{P}} \gg \phi$, 则 $p_1 \gg p_2$, 可得

$$\phi = \frac{AKC_{\text{H}}}{XS_{\text{H}}} e^{-\frac{Q}{RT}}$$

当温度和探头一定时, 上式可改写为

$$\phi = K' C_{\text{H}}$$

由此可见, 氢通量在一定条件下与离子泵流或质谱计信号成正比关系。

9.2.3.3 一回路钠中放射性杂质的在线分析

CEFR 钠中放射性杂质的在线分析系统指的是一回路钠分析监测系统的 γ 光谱和铯测量支路。 γ 光谱支路用于监测一回路钠中燃料裂变产物、材料腐蚀活化产物的含

量, 如 ^{137}Cs 、 Mn^{54} 、 Co^{60} 、 Fe^{55} 、 Ni^{63} 、 Na^{22} 、 I^{131} 等。 γ 光谱测量支路由 γ 光谱测量旁路、 γ 光谱测量管、 γ 光谱准直器、Ge 探测器等组成。 γ 光谱测量管为不锈钢管。在进行 γ 光谱测量时, 由钠净化系统钠泵将一回路钠送入该钠旁路, 在运行 10~15min 后, 关闭该旁路进出口钠阀, 在放置 10 天后对钠中的放射性杂质进行测量。铯测量支路可及时测定因燃料元件发生破损时进入钠中的铯, 该系统可成为燃料组件破损监测的一个重要手段, 它与缓发中子测量系统和燃料破损覆盖气体监测系统一起组成了 CEFR 在线监测燃料元件破损的完整体系。铯测量支路由铯测量旁路、铯测量管、铯测量准直器、NaI 探测器等组成。铯测量管是由不锈钢管构成, 在管内充填用以富集钠中放射性铯的含碳材料, 当燃料元件破损后, 吸铯的含碳材料中 ^{137}Cs 、 ^{134}Cs 等杂质的放射性强度与 ^{24}Na 的放射性强度具有可比性。这样, 通过铯测量旁路可连续在线监测钠中铯的放射性强度, 从而达到在线监测元件破损的目的。

9.3 结构材料与高温钠的相容性

9.3.1 钠冷快堆常用的材料类型

9.3.1.1 燃料元件包壳材料

钠冷快堆的燃料元件包壳材料除应具有良好的中子学性能外, 还要求在高温下具有足够的屈服强度、蠕变强度和持久强度、良好的抗辐照性能和抗高温钠及裂变产物的腐蚀、良好的机加工性和经济性等。常用的包壳管材料主要是 316 奥氏体不锈钢及加 Ti 稳定(碳)的改型 316 奥氏体不锈钢(表 6.1-39)。

表 6.1-39 国外钠冷快堆的包壳管材料

国 名	堆 名	堆 型	包壳材料
美国	EBR-II	实验堆	AISI 304
	FFTF	试验堆	AISI 316
	CRBR	原型堆	AISI 316
英国	DFR	实验堆	Nb 合金
	PFR	原型堆	AISI 316
法国	Rhapsody	实验堆	AISI 316
	Phoenix	原型堆	AISI 316
	Sup Phoenix	示范堆	AISI 316
俄罗斯	BOR-60	实验堆	uC-68(OX16H15M2B)
	BN 350	原型堆	uC-68(OX16H15M2B)
	BN-600	原型堆	uC-68(OX16H15M2B)
德国	KNK-II	实验堆	AISI 316
	SNR-300	原型堆	1.4970S. S. (Ti 改型 316S. S.)
日本	Joyo	实验堆	SUS 316
	Monju	原型堆	SUS 316
意大利	PEC	实验堆	AISI 316

根据国外的研究结果及使用经验,燃料元件包壳材料与钠冷快堆工况条件下的钠均有较好的相容性,能满足快堆的使用要求。但是,为了提高包壳材料在高燃耗下的抗辐照肿胀和抗裂变产物腐蚀性能,也为了防止包壳材料的碳在钠中的迁移而影响其力学性能,国际上第二代包壳材料多采用加 Ti 稳定化的改型 316 不锈钢。如俄罗斯的 BN-600 快堆使用奥氏体的 $0\text{Cr}16\text{Ni}15\text{Mo}2\text{Mn}2\text{TVB}(\text{uC-68})$ 作燃料元件包壳材料,用铁素体的 $1\text{Cr}13\text{Mo}2\text{NbVB}(\text{ЭП-450})$ 作燃料棒束外的六角套管材料,燃料组件的寿命已达到 $\sim 12\text{at.}\%$ 。然而在更高的燃耗下,由于这两种材料的肿胀不匹配,燃料棒束与六角套管之间的力学相互作用将成为燃料组件寿命的限制因素,这已成为将来包壳材料及六角管材料研制的又一新课题。

另外,低肿胀性能的铁素体及铁素体—马氏体不锈钢作为包壳和六角管材料的研制工作一直在进行中,特别是在俄罗斯。需要强调的是,虽通过热处理已经提高了铁素体及铁

素体—马氏体不锈钢的高温强度及其韧—脆转变温度,但其高温强度仍低于奥氏体不锈钢,且辐照脆化又成为它的使用限制,因此目前它仅能用作六角管材料,当商用快堆能将包壳使用温度降至 600°C 以下时,它才有望作为包壳管使用。

从 70 年代初开始,中国原子能科学研究院就对快堆燃料组件的包壳管及外套管材料进行了多年的研究,经初步筛选,将目标集中于 316-Ti 不锈钢。在“49—3”高通量试验堆上对所研制的该材料进行过 650°C 下, $2.8\sim 3.1\times 10^{21}\text{ n/cm}^2$ 快中子注量的辐照考验,对比了辐照前后机械性能 [σ_b , $\sigma_{0.2}$, $\delta(\%)$] 与金相组织的变化,还在高温钠回路中进行了腐蚀与质量迁移试验。国内各项试验结果都证明国内研制的改进型 316-Ti 不锈钢具有优良的综合性能。然而,由于我国尚无实验快堆,热室建设尚不完备,不能对该材料进行高损伤剂量(至少达 40dpa 左右)的辐照试验,因此不能对它进行包括辐照性能的全面评价。出于保证堆安全的考虑,第一座中国实验快堆(CEFR)采用俄罗斯的 uC-68(含 Ti 的改型 316)不锈钢作为包壳管材料,该牌号相当于德国的 1.491 0(含 Ti 的改型 316)不锈钢。六角管材料为俄罗斯的 $08\text{Cr}17\text{Ni}13\text{Mo}2\text{Ti}$,相当于美国的 AISI 316-Ti 不锈钢。国产材料的上述研究工作对 CEFR 燃料组件包壳管及外套管的选材起到了重要的参考作用,也为将来快堆材料的国产化打下了良好的基础。

9.3.1.2 结构材料

(1) 蒸汽发生器管材。钠冷快堆蒸汽发生器管的钠一侧腐蚀通常较小,与钠的相容性不是蒸汽发生器使用寿命的制约因素。但是,蒸汽发生器管材在使用寿命内要有足够的高温强度,既抗钠腐蚀又抗水及其蒸汽的应力腐蚀,还应具有良好的抗脱碳能力及抗钠水反应导致的耗蚀。处于二回路的蒸汽发生器管材因其自身的碳在钠中的质量迁移效应,通常易发生脱碳,使材料的强度下降。而管材的水一侧腐蚀导致的漏水则会引发激烈的钠水反应,使管材的漏孔表面温度高于 1000°C ,它将使漏孔迅速扩大,造成更大的钠水反应发生,这种恶性循环对管材的腐蚀称为耗蚀,是一种极具破坏力的腐蚀类型。因此,钠冷快堆蒸汽发生器管材的选用十分重要。综合蒸汽发生器的各种使用性能,国外常用的材料类型是抗水腐蚀的 2.25Cr-1Mo 及铌稳定化的 2.25Cr-1Mo 铁素体钢,此外,也采用 Incoloy-800 合金、Cr-Mo 钢 ($8\% < \text{Cr} < 14\%$),以及 300 系不锈钢等,见表 6.1-40。

表 6.1-40 国外钠冷原型快堆过热器及蒸汽发生器管材料

国 名	堆 名	使 用 条 件		过热器	蒸汽发生器
		钠	水 水蒸气		
		入口温度 ($^\circ\text{C}$)	蒸汽温度 ($^\circ\text{C}$)		
		出口温度 ($^\circ\text{C}$)	给水温度 ($^\circ\text{C}$)		
美 国	CRBR	502	482	2.25Cr-1Mo	2.25Cr-1Mo
		343	232		
英 国	PFR	532	516	316s. s	2.25Cr-1Mo-1Nb
		370	288		
法 国	Phenix	550	510	321s. s	2.25Cr-1Mo-1Nb
		350	246		
俄罗斯	BN-350	453	435	2.25Cr-1Mo (10X2M)	2.25Cr-1Mo (10X2M)
		237	158		

续表

国 名	堆 名	使 用 条 件		过热器	蒸汽发生器
		钠	水-水蒸气		
		入口温度 (°C)	蒸汽温度 (°C)		
		出口温度 (°C)	给水温度 (°C)		
俄罗斯	BN-600	520	505	10X18H9 (300 系不锈钢)	2. 25Cr-1Mo (10X2M)
		320	240		
德 国	SNR-300	520	500	2. 25Cr-1MoNb	2. 25Cr-1MoNb
		335	253		
日 本	Monju	505	483	304s. s 316s. s 321s. s	2. 25Cr-1Mo
		325	240		

法国超凤凰示范堆的蒸汽发生器及过热器管先采用 In-cloy-800 合金, 后改 9Cr2MoNbVMn 低合金钢。

尽管中国原子能科学研究院在 20 世纪的 70 年代和 80 年代的“863 计划”就对快堆的蒸汽发生器材的抗钠腐蚀及钠水反应现象作过初步的试验研究, 得到了一些宝贵的国产材料(2. 25Cr-1Mo、2. 25Cr-1MoNb 等)性能数据, 后因经费问题未能继续进行系统的深入研究, 因此, 这些材料的性能数据不全面, 不能直接用于 CEFR 工程。但是, 这些早期的研究工作对 CEFR 蒸汽发生器管的选材起到了很好的参考作用, 也为将来快堆材料的国产化打下了良好的基础。目前, CEFR 的蒸汽发生器材选用的是俄罗斯的 10X2M (2. 25Cr-1Mo) 铁素体钢。

(2) 堆容器及堆内构件。国外钠冷快堆容器材料多采用 316 型奥氏体不锈钢, 堆内构件和管道材料多采用 304 型奥氏体不锈钢, 近期则多考虑用 304L 和 316LN 不锈钢。

按所受的中子剂量分类, 堆容器及堆内构件可分为两类, 高剂量和低至中等剂量。通常燃料组件、堆芯材料为第一类, 它们受到的辐照损伤剂量约 60dpa, 必须定期更换(2~3 年)。反应堆容器和接近堆芯的永久性构件为第二类, 它们受到低至中等的剂量(小于 20dpa), 其设计寿命通常与堆的寿命一样(约为 40 年)。根据国外的研究结果及使用经验, 一般, 这类材料与钠冷快堆工况条件下的钠均有较好的相容性, 均能满足堆 40 年设计寿命要求。

目前国际上所有发展快堆的国家都在进行延长堆寿命所必须的材料最佳化研究工作, 并制定出低剂量辐照效应的堆内构件设计规范和相应的设计准则, 因此, 目前的堆容器及堆内构件材料可能还有改进的空间。

20 世纪 60~80 年代, 中国原子能科学研究院曾对钠冷快堆的堆容器及堆内构件和管道材料(国产的 316、304 不锈钢)与高温动态钠的相容性进行过多年的试验研究, 同样因经费问题未能使研究工作继续深入进行, 因此, 这些材料的性能数据不能直接用于 CEFR 工程, 只能作为 CEFR 选材的参考。目前 CEFR 堆容器的主容器材料采用瑞典进口的 316 奥氏体不锈钢, 其保护容器及堆内构件材料主要采用瑞典进口的 304 奥氏体不锈钢, 少数部件材料用瑞典进口的 321-Ti 奥氏体不锈钢。

9.3.2 材料与高温钠的相容性

9.3.2.1 腐蚀现象与腐蚀机理

(1) 组分元素的选择性溶解。材料组分元素在液态金属中的溶解析出是液态金属腐蚀的基本现象与机理之一。在钠中有较大溶解度的主要金属元素是镍、铬和锰。奥氏体不锈

钢在高温钠中会由于镍、铬和锰的流失而使其壁厚减薄, 同时结构变得不稳定, 在表面和在晶界形成铁素体。镍和锰的溶解析出不仅使不锈钢的结构发生变化, 而且多数会在晶界三角区形成空穴, 从而影响材料的许用应力和使用寿命。

由于不锈钢组分元素的选择性溶解导致表面和晶界形成铁素体, 因而 316 奥氏体不锈钢、2. 25Cr-1Mo 铁素体钢以及 18/8/Ti 不锈钢在动态钠中的稳态腐蚀速率基本相同, 静态腐蚀速率也很相近。奥氏体不锈钢在含 10wppm 氧的钠中腐蚀 10000h 后的铁、铬和镍在其表面的分布(图 6.1-63)很清楚地说明了产生该现象的原因。

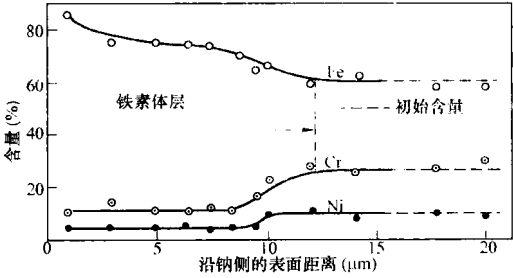


图 6.1-63 铁、铬和镍在其表面的分布
钠温: 600℃; 钠流速: 12m/s; 氧含量:
10ppm; 暴露时间: 10 000h

(2) 组分元素的质量迁移。材料组分元素在液态金属中的质量迁移是液态金属腐蚀的另一种基本现象与机理。钢的组分元素溶解于流动钠中并以钠为媒介, 从系统的高温区向低温区移动和沉积的现象称为温差质量迁移。在等温系统中, 由于两种材料的组分元素化学活性不同而产生的元素移动和沉积, 则称为浓差质量迁移。

金属元素质量迁移的结果是高温(浓)区的材料发生溶解腐蚀, 表面结构发生变化, 从而使材料的许用应力下降; 在低温(浓)区发生沉积, 铬一般以亚铬酸钠(NaCrO_2)的形式沉积在低温区材料的表面, 而镍和锰则以金属颗粒的形式沉积。在温度高于 650℃、部件材料受到明显腐蚀的液态金属系统中, 往往需要设置磁阱来捕集这些磁性腐蚀产物, 以防它们沉积在泵和流量计的磁性区而导致系统发生阻塞。由于钠冷快堆回路系统的最高温度一般不超过 600℃, 在此温度下, 只要钠中氧含量得到很好控制, 材料受钠的腐蚀不会很严重, 因此, 其回路系统一般不必设置磁阱。

非金属碳的质量迁移则使高温(浓)区的材料脱碳, 低温(浓)区的材料渗碳, 从而影响材料的强度和韧性。此外, 活化腐蚀产物的质量迁移还会导致堆芯外的放射性(如 ^{51}Cr 、

^{58}Co 、 ^{51}Mn 、 ^{65}Zn 堆积。

9.3.2.2 腐蚀的影响因素

(1) 组分元素的溶解析出速率(材料的腐蚀速率)与钠的温度、钠中氧含量、元素在钠中的溶解度、钠流速以及钠流经管道的位置(下游效应)密切相关。其中温度和钠中氧含量是影响最显著的因素。以不锈钢为例,温度和钠中氧含量对不锈钢在钠中腐蚀的影响可用如下经验方程表示,即

$$\log S = 2.44 + 1.5 \log \{O\} - 18000/2.3RT$$

式中: S 为材料损失速率(mil/a); $\{O\}$ 为氧浓度(wppm); R 为气体常数; T 为绝对温度。

(2) 质量迁移导致的腐蚀和沉积速率取决于钠中的杂质含量(特别是氧的含量)、元素在钠中的溶解度、温度、钠流速以及下游效应和暴露时间等。美国通用电气公司的大量试验研究结果得出了如下描述质量迁移影响因素的经验方程。

材料在高温区的腐蚀失重速率为

$$R = V^{0.884} O_x^{1.156} \exp [12.845 - 23.827/T + 460 - 0.00676 (L/D_i) + 2.26/t + 1] \quad (6.1-56)$$

材料在低温区的沉积速率为

$$R = O_x^{0.94} \exp [(22.61 - 0.038\Delta T) - (31.980/T + 460) 0.0032 (L/D_i) + 0.92/t + 1] \quad (6.1-57)$$

式中: R 为金属的稳定失重或增重速率, $\text{mg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{month})$; ΔT 为系统温度差, $^{\circ}\text{F}$; O_x 为钠中氧含量, wppm; V 为钠流速, ft/s ; T 为高温区或低温区的温度, $^{\circ}\text{F}$; L/D_i 为下游因子, 等温区下游段长度与水力直径之比; t 为暴露时间, month。

温度和钠中氧含量对包壳材料及结构材料腐蚀失重的影响可从图 6.1-64 看出。

由图可看出,在氧含量小于 10wppm 的钠中,材料的腐蚀速率可忽略不计。

(3) 暴露时间对腐蚀速率的影响。美国通用电气公司经过多年的大量试验,得出了不锈钢在高温钠中的腐蚀规律,即:不锈钢在高温钠中的腐蚀可分为三个阶段:①头 700h 为非稳态腐蚀,此时的腐蚀速率随时间的增长迅速增大;

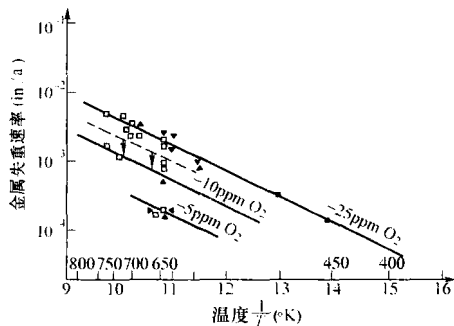


图 6.1-64 温度和钠中氧含量对包壳材料及结构材料腐蚀失重的影响

包壳材料:

- ◻ M316 不锈钢
- ◊ FV548 不锈钢
- ▼ PE16 长期值
- ▲ PE16 初始值

结构材料:

- ▲ 321 型不锈钢 18-8-Ti
- 316 型不锈钢 18-11-3Mo
- 2%Cr1Mo 铁素体钢
- 2%Cr1Mo 无 Ti 铁素体钢

②700~2800h, 腐蚀由非稳态向稳态过渡, 腐蚀速率随时间的增长减小; ③2800h 以后腐蚀达到平衡, 为稳态腐蚀, 腐蚀速率基本不随时间的增长而增大(图 6.1-65)。这也是一般都选择 3000h 作为材料腐蚀验证试验时间的依据。

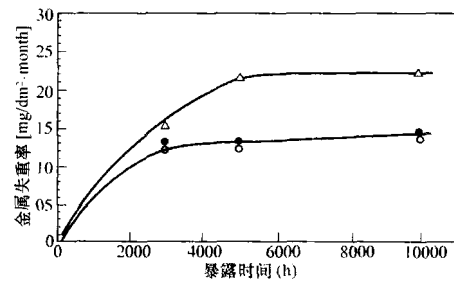


图 6.1-65 304 型不锈钢在钠中的失重率与暴露时间的关系

钠流速: ◻—3m/s ◼—4m/s △—12m/s
钠温: 600 $^{\circ}\text{C}$, 氧含量: 10ppm, 暴露
时间: 2500~10 000h

9.3.2.3 钠腐蚀对材料力学性能的影响

(1) 拉伸性能。

1) 氧的影响。对使用最多的奥氏体不锈钢的试验研究表明,在现行设计的许用条件下,低氧含量对暴露于高温钠中的不锈钢的拉伸性能没有不利的影响。材料的抗拉强度和屈服强度不会低于现行标准规定的允许值,均能满足美国 ASME 标准。但是,材料的腐蚀速率随着钠中氧含量的增多而增高,因此在高氧(30~50wppm)钠中,材料会因腐蚀而壁厚减薄,导致材料许用应力的下降。

2) 碳的影响。奥氏体不锈钢的试验研究表明,高温钠中的碳对材料的力学性能有较明显的影响。高碳(30~50wppm)含量的钠会使材料渗碳,从而延性下降,抗拉强度和屈服强度增高,材料变脆。而过低碳含量的钠会使材料脱碳,降低材料的抗拉强度。

(2) 蠕变强度和断裂寿命。

1) 氧的影响。一般情况下,10wppm 的低氧钠暴露对不锈钢的蠕变强度和断裂寿命没有显著影响,即使在 1400 $^{\circ}\text{F}$ 的高温下也没有使不锈钢发生严重脆化。但高氧钠暴露使不锈钢的蠕变强度增大,而延性明显下降。

2) 碳的影响。钠中碳含量较低时可引起材料脱碳,这种钠效应可降低材料的第三蠕变期,即降低材料的断裂强度和断裂寿命。而暴露于高碳钠中的材料断裂强度提高,延性则显著下降。

(3) 疲劳强度。高温循环应变试验的数据表明,高氧钠和高碳钠均会使不锈钢的疲劳寿命降低,特别是在低于 0.5% 的应变水平下。而 10wppm 的低氧钠暴露对不锈钢的疲劳强度不会有明显影响。

9.3.2.4 高温钠中的自焊现象

在高温钠中相互接触的两个同种材料的部件以钠作为介质,发生组分元素的相互迁移扩散而使其接触面消失,并引发沾粘,这种现象称为自焊。不锈钢和铁素体钢在高温钠中均具有自焊现象。

影响自焊现象的因素有钠温度、滞留时间、接触压力、接触面积、材料表面质量以及材料的热机械处理工艺等。

9.3.3 常用的结构材料与液态碱金属相容的最高温度极限

在总结多年研究及使用经验的基础上,德国和印度的液态金属专家总结出了在液态碱金属系统中材料使用的最高温

度极限。在 Li, Na, K 系统中, 结构材料可使用的最高温度极限见表 6.1-41。由表可看出, 快堆常用的奥氏体钢、铁素体钢、低合金钢以及钼合金在快堆运行的温度范围内均与钠有较好的相容性, 其中钼合金与高温钠的相容性最好, 而在氧探测器中常用的陶瓷材料 $\text{ThO}_2/\text{Y}_2\text{O}_3$ 也可在 550°C 以下使用。

表 6.1-41 材料与 Li, Na, K 相容的温度极限

材 料	与碱金属相容的最高温度($^\circ\text{C}$)			相容性的 影响因数
	Li	Na	K	
铁	500	700	700	非金属杂质
低合金钢	500	700	700	非金属杂质
铁素体钢	500	700	700	非金属杂质
奥氏体钢	450	750	750	非金属杂质
高铬钢	500	700	700	非金属杂质
镍合金	400	600	600	流速
钼合金	1000	1000	1000	非金属杂质
钨合金	1000	1000	1000	非金属杂质
钛合金	700	700	700	非金属杂质
锆合金	700	700	700	非金属杂质
铌合金	700	700	700	非金属杂质
钒合金	700	700	700	非金属杂质
锡合金	700	700	700	非金属杂质
镁合金	不相容	300	300	金属溶解度, 氧
铝合金	350	400	400	金属溶解度
铜合金	300	400	400	金属溶解度
铅及其合金	不相容	不相容	不相容	很高的金属溶解度
锡及其合金	不相容	不相容	不相容	很高的金属溶解度
银及其合金	不相容	不相容	不相容	高的金属溶解度
金及其合金	不相容	不相容	不相容	高的金属溶解度
锌涂层	不相容	不相容	不相容	高的金属溶解度
烧结 Al_2O_3	350	500	500	热化学作用
稳定 ZrO/CaO	350	350	350	晶间腐蚀
稳定 $\text{ThO}_2/\text{Y}_2\text{O}_3$	400	550	550	晶间腐蚀
玻 璃	不相容	250	250	化学反应

9.4 钠火、探测和消防

9.4.1 钠火

钠火, 是钠在空气中自发燃烧, 即钠的氧化过程。钠冷快堆用液态金属钠作为冷却剂。通常情况下, 熔融的液态钠被包容在容器和管路中, 并受到惰性气体保护, 当发生设备或管道的失效破裂等意外事故时钠从高温钠系统向空气中泄漏。钠泄漏后, 如果环境温度适宜氧气充足, 就会发生钠火。

由于钠泄漏的方式及位置不同, 产生钠火的形式也不同, 理论上归结为: 池式钠火、雾状钠火、柱状钠火和混合

钠燃烧。下面主要介绍常见的池式钠火和雾状钠火。

9.4.1.1 池式钠火

当钠池中的钠在空气中燃烧时, 燃烧反应产生很低的火焰和白色氧化物的稠密烟云。在低于熔点温度时, 钠在空气中一般不会点着。然而, 如果细化程度表面积与重量之比高, 在室温或室温以上就可能点着并开始燃烧。钠一旦燃烧起来了, 本身就有足够的热量释放使反应维持下去并且逐渐提高熔体液体的温度, 随着温度的增加, 散布在整个熔化钠表面上的桔黄色不规则氧化钠小球发生燃烧。当温度达到 $649\sim 704^\circ\text{C}$ 时, 不规则小球消失(在 649°C 下, 钠的过氧化物熔化), 钠池显出淡红色, 在熔化的表层上出现稀疏的火焰。

当金属表面的温度不高时, 燃烧产物会被冷凝下来, 生成树冠状瘤, 增大了燃烧表面。由于表面张力效应, 钠沿着冷凝产物所形成的通道向燃烧表面的毛细管逐渐上升, 树冠状瘤不断生长。钠在燃烧过程中可沿壁向上攀爬, 上升高度可达 0.5m , 燃烧产物则在壁上冷凝下来。钠表面上生成树冠状产物时的特征温度为 650°C 。

钠池引燃的最低温度依赖于钠的状态及环境条件。燃烧温度是钠表面积—质量比、钠表面状态、钠纯度、周围环境湿度、周围环境的温度和表面上空气流速等变量的函数。钠在空气中的燃烧温度的近似值在表 6.1-42 中给出。

表 6.1-42 空气中钠池引燃的最低温度

外形	引燃温度 ($^\circ\text{C}$)	备 注
池	200	当将池表面的氧化物薄膜扰动时
池	288	未将表面氧化物薄膜扰动时将冷态钠在气体进入前加热时, 大约在 288°C 时出现引燃
池	426	对于某些情况, 在确实达到引燃温度之前, 将冷态钠在有氧存在的情况下加热获得一层厚氧化物膜, (5~10)克钠在开口盘中加热到 $(443\sim 471)^\circ\text{C}$ 还未燃烧

钠燃烧速度, 主要决定于钠蒸气和氧的扩散混合速度。一般情况下考虑的都是自然对流条件下热量和物质的交换速度。钠在自然对流的空气中燃烧速度为 $V=0.011\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{s})$ 。如果边界条件为紊流态, 那么单位表面上的钠的燃烧速度可能与钠池的总面积无关, 但都有可能受钠池深度的影响。一般来说, 深池的燃烧速度稍大一些, 因为深池的池面扰动更激烈, 导致池面氧化层的龟裂塌陷速度加快。钠在强制对流条件下, 燃烧速度会显著增长, 例如燃烧钠的喷吹速度从 3m/s 增至 10m/s , 燃烧速度则增大约 2 倍。

周围环境(即反应气氛)中的湿度、温度对钠火燃烧的影响, 按照已经进行的一些研究表明, 在正常湿气含量范围之内(包括稀薄氧气的环境)湿气含量对钠燃烧有一定的影响, 但不很明显。图 6.1-66 所示为在 20°C 时湿度含量对燃烧速

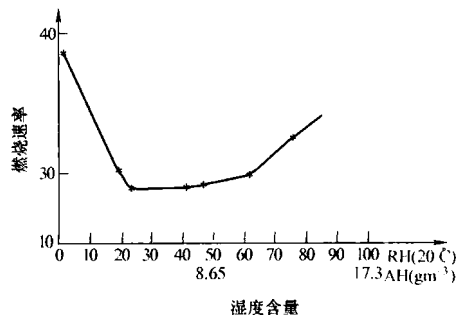


图 6.1-66 在 20°C 时湿度含量对燃烧速率的影响

率的影响。

9.4.1.2 雾状钠火

雾状钠的起火温度难以确定,这是由于事故喷放的钠雾粒径的大小分布是不确定的。在普通空气中,钠雾起火的温度一般是120℃[强迫液体钠通过(0.008~0.020)英寸直径的孔进入空气,不考虑空气中湿气含量],但如果所喷雾粒很细,在低于120℃时甚至室温时(从雾状蒸汽凝固而成的颗粒)也会燃烧。

雾状钠火最可能形成的两种方式是加压喷射和爆炸喷射,其中爆炸喷射出现的可能性最小,但是一旦出现后果更加严重。雾状钠火通常发生在事故早期,压力急速上升,可能造成建筑物和设备的损坏。加压喷射和爆炸喷射之间明显的区别就是反应速率不同。在给定温度条件下,燃烧速率与空气相接触的钠表面有关,钠表面决定于钠排出的流量和颗粒的尺寸。

在喷射排出中,一般不会出现大量的钠粒弥散,燃烧并不激烈。而在爆炸喷射时,因大量钠粒弥散,钠燃烧面积显著增大,将导致激烈的燃烧反应。

法国研究表明,钠的雾状燃烧受氧气向钠喷雾流的扩散速率的限制,并且随着钠泄漏流量增加,燃烧率(燃烧的钠质量与泄漏的钠质量之比)将达到一个接近10%的限值。而在小体积的房间内,这个限值达到更快。

9.4.1.3 钠火的危险性

钠火的危险性在于钠燃烧所释放的能量和钠火所产生的钠气溶胶对环境、人员及设备的影响。

钠燃烧所释放的高能量使气体体积热膨胀产生高温,并形成瞬间气体压力,从而可能对火灾发生处的建筑物及设备造成严重损坏。

钠燃烧时生成钠气溶胶,主要由钠的氧化物(氧化钠、过氧化钠)、钠的氢氧化物和少量钠的碳酸盐组成,颗粒大小从几十分之一微米至几十微米。燃烧过程中气溶胶颗粒从火焰前缘逸向周围环境,并不断增大,从而对环境、人员及设备造成危害。

钠气溶胶对人体是有危害的,它将导致机体正常生命动力所必须的钠、钾和钙离子的比例改变。钠的阳离子实际上没有毒性,但钠的氧化物、氢氧化物落到皮肤上会造成严重灼伤,进入机体时会直接引起嘴唇、黏膜腔、食管和胃的灼伤,进一步会损伤肾脏、肝脏,继而发展到肺水肿,甚至急性中毒,可能导致休克而死亡。氢氧化钠蒸汽对眼也有伤害,引起明显的水肿,损伤虹膜,导致眼病甚至可能失明。另外,碳酸钠会损伤呼吸系统以及胃肠道。不同环境条件下钠气溶胶的影响见表6.1-43。

表 6.1-43 钠气溶胶的影响

空气中的浓度(mg/m ³)	影 响
≤2	影响小,允许人员持续居留
50	能见度在15m内,允许人员居留2~5min
100	眼睛和肺感到不适,能见度严重丧失,不允许人员居留
200	能见度为0,对人的影响,不允许人员居留

9.4.2 钠泄漏及钠火探测

9.4.2.1 钠泄漏早期探测

为了保证钠冷快堆安全运行,保护物项不受损害,在每一个可能发生钠泄漏的部位都设置了钠泄漏探测系统,对钠泄漏进行早期探测以防止钠火的发生及蔓延。这种泄漏探测

系统要求具有高灵敏度和快速响应能力,即在发生钠泄漏而未形成钠火时探测出来,从而及时进行处理。

过去开发的探测器有火花塞型和导线型两种,但它们难以满足堆上安全的需要。为了更早、更快、更可靠地探测到钠漏钠火事故的发生,最新一代探测器有钠离子探测器(SID)、差压探测器(DPD)和放射性离子探测器(RID)。这些探测器的灵敏度相当高,能探测到浓度为10⁻¹⁰g/m³的气溶胶。

9.4.2.2 钠火探测

钠火灾探测主要是针对钠火发生早期进行探测和报警,这对抑制钠火扩展和减轻钠火的后果十分重要。对包含Na/NaK的所有区域或可能暴露于Na/NaK火灾的所有区域,都设置专门的火灾探测系统。该类探测系统应具有高灵敏度和快速响应能力,并具有自动报警的功能。其主要探测器包括感烟探测器和感温探测器等。

9.4.2.3 钠泄漏及钠火探测器

用于探测Na/NaK着火的敏感元件类型可以分为四类:

- 1) 感温探测器,探测异常高温或异常升温速率。
- 2) 感烟探测器,探测可见的与不可见的燃烧颗粒。
- 3) 火焰探测器,探测由火发出的红外辐射或可见光辐射。

- 4) 其他火灾探测器。

(1) 感温探测器。感温探测器包括:

- 1) 固定式温度探测器,又分双金属型、电导型、易熔合金型、感温电缆型、液体膨胀型等。
- 2) 速率补偿型探测器。
- 3) 升温速率探测器,又分充气的升温速率管、点型充气的升温速率管、热电效应探测器等。

(2) 感烟及气溶胶探测器。主要类型如下:

- 1) 电离式探测器,分普通电离式探测器和钠电离式探测器(SID)。
- 2) 光电光束型探测器。
- 3) 光电点型探测器。
- 4) 电桥感烟探测器。
- 5) 采样式感烟探测器,分普通采样型和云室型。
- 6) 堵塞过滤器型气溶胶探测器(PEAD)。

(3) 火焰探测器。在烟雾使能见度变低之前,可以用这种探测器来探测Na/NaK火灾,它们有火焰闪烁探测器;红外探测器;光电火焰探测器和紫外线探测器。

(4) 其他火灾探测器。其他类型有载气辐射监测器和氢监测器。

9.4.3 钠火消防

9.4.3.1 钠火消防设计原则及目标

钠冷快堆在钠火消防设计方面采取纵深防御的原则;在系统布局上,采取功能隔离和实体隔离措施,以保证独立性;在设备的设计和制造中,采取严格要求和质量监督检查并重,并以分析论方法对安全一、二级设备进行强度分析论证等预防措施,防止系统部件的破损;在安全设计中,对可能发生钠火的房间结构采取防火防爆墙设计,保证防火区边界的耐火极限等。房间内设置多道火灾报警装置,并采取多道灭火措施,同时以事故通风设施限制钠气溶胶向环境的释放。通过采用适当的冗余部件、多重系统、实体分隔和故障安全运行设计等措施,以保证实现如下目标:

- (1) 预防钠泄漏和钠火灾发生。
- (2) 及时探测钠泄漏和钠火灾。
- (3) 钠火灾抑制与防护。

(4) 减轻钠火灾二次效应。

9.4.3.2 钠火消防系统

钠火消防系统分为两个种类，一是被动消防系统，二是主动消防系统。设置这两种消防系统的目标是保证在最严重的钠漏钠火灾事故发生时，反应堆堆芯的停堆余热的顺利导排及对放射性物质的包容。

在钠冷快堆中通常设置的主动钠火消防系统有灭钠火用灭火剂喷撒系统；惰气淹没系统；钠倾卸系统；钠火探测及报警系统和专用通风系统及事故排烟系统。

在钠冷快堆中通常设置的被动钠火消防系统有漏钠接收盘系统；惰气填充系统和钢覆面保护系统。

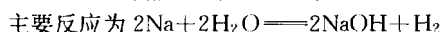
9.4.3.3 人工消防组织

应成立专门的消防组织，编制工作程序和应急预案，并与常规灭火组织相协调，应对专业的或兼职的消防组织进行钠火专业技术培训，并为消防组织配备相当的钠火技术装备，同时对消防人员进行适当的演练，定期进行消防演习。

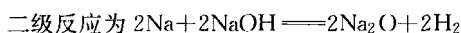
9.5 钠水反应

9.5.1 钠水反应的原理

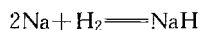
钠是周期表中最活泼的金属元素之一，具有很高的反应活性。它的标准电极电位为 -2.74 伏，可见钠在水溶液中是一种很强的还原剂，与水发生剧烈的反应，主要生成氢氧化钠和氢气，当反应温度高于 300°C ，同时伴随二级反应，即钠过量时，能与氢氧化钠生成氧化钠和氢气；当产生的氢足够多时，钠直接能与氢反应生成氢化钠。反应式如下：



$$\Delta H = -147\text{J/mol}$$



$$\Delta H = -6.65\text{kJ/mol}$$



$$\Delta H = -56\text{kJ/mol}$$

钠与水的反应为放热反应，放出的热量足以将钠熔化，同时产生的氢气引起爆炸。前苏联 BP-10 核电厂在清洗冷阱残留的钠时曾发生了一次较大的爆炸事故。他们用水蒸气清洗除钠，通过检测排出气体中氢气的含量来判断清洗完成的程度，在检测不出氢气时，认为冷阱中的钠已和水完全反应，为了彻底除钠和冲洗钠水反应生成的碱液，向冷阱中加入了大量的水，结果引发了爆炸事故，造成了设备损坏，房屋倒塌。1994 年法国 RAPSODIE 实验堆在清洗储钠罐时也发生了类似的爆炸事故，不仅设备损坏，而且还造成了人员伤亡。

人们对钠水反应已进行了大量的研究。C. C. Addison 等研究了 125°C 以上，水蒸气压力为 $15\sim 65\text{Pa}$ 的条件下，钠—水—水蒸气的反应。反应平缓而不猛烈，一旦在钠的表面形成了一层连续的氢氧化钠后，反应率遵守抛物线规律 $\Delta p = K T^{1/2}$ ，此处 Δp 为压力变化， T 为时间， K 为常数。水蒸气通过氧化膜的扩散成为控制反应速率的主要因素。S. C. Furman 研究了 $200\sim 350^{\circ}\text{C}$ 温度下，在氢气中稀释的水蒸气 ($100\sim 400\mu\text{l/L}$) 与钠的反应。通过测量在进入气体的流速一定情况下，流出气体中氢气量的办法来获得其反应速率。该文献报道了不同浓度下水蒸气与液态钠的反应情况，给出了反应速率与氢气中的水蒸气浓度之间的线性关系。A. B. Ashworth 等研究了液态 Na-K 合金和液态钠注入水中的反应，针对所具有的实验条件，得出了反应速率值，解释了水进入钠中引起的反应比钠进入水中引起的反应温和的原因。中国原子能研究院的钠工艺室研究了钠水反应产物对钠

水反应的影响。认为钠与钠水反应产物（如氢氧化钠）的水溶液反应的反应速度与钠的表面状况、反应温度、钠水反应产物的水溶液的浓度等因素有关。反应温度越高，钠水反应越快。钠水反应产物的水溶液浓度越高，钠水反应越慢。在某一温度，若氢氧化钠的浓度大于它的饱和浓度，则几乎不发生反应，反而在钠的表面上形成一层表面膜，阻止钠水反应继续进行。只有加大水量，破坏这层表面膜，才有可能使钠水反应继续进行。在清洗钠设备之前，须采取一定的方法，如加热、加压等方法先破坏表面膜，否则将导致恶性事故的发生。

9.5.2 蒸汽发生器中的钠水反应

快堆运行过程中的钠水反应主要发生在蒸汽发生器中。由于在设计、制造和运行中存在的某些不合理性，有可能使蒸汽发生器的结构完整性遭到破坏，从而导致管程内的高温高压水/蒸汽泄漏到壳程的钠中，发生钠水反应。如：蒸汽发生器焊缝存在缺陷引起的破裂、未达到微过热的蒸汽在过热器入口引起的热疲劳、换热管膨胀引起的应力腐蚀和钠的水力学效应引起的换热管管束的振动等。如果这种反应不能及时得到控制，则腐蚀和侵蚀的耦合效应使得蒸汽发生器快速腐蚀，钠水反应释放出来的氢使系统压力升高，小泄漏演变成大泄漏；换热管从耗蚀、肿胀到爆裂，引发安全事故，迫使反应堆停堆。国际上研究快堆较早的国家的经验证明蒸汽发生器的钠水反应造成的停堆次数是最多的。

制造蒸汽发生器时，换热管材料的选择是关键。对它的主要要求如下：

- (1) 与钠和水/蒸汽有良好的相容性。
- (2) 耐钠水反应的耗蚀。
- (3) 有足够的高温强度。
- (4) 有良好的可加工性和焊接性。
- (5) 在运行过程中它的结构强度和塑性性能有足够的稳定性。

目前，国际上常用的材料主要为低铬钼铁素体合金钢（如 2.25Cr1Mo、1.25Cr0.5Mo、5Cr0.5Mo 等）和奥氏体不锈钢（如 304、316、321、347 等）一般来说，在预热和蒸发段趋向于采用低铬钼铁素体合金钢，在过热器中倾向于使用奥氏体不锈钢。也有全部用低铬钼铁素体合金钢或全部用奥氏体不锈钢的。CEFR 采用俄罗斯生产的 ИИТ-33 蒸汽发生器，换热管材料为 10Cr2Mo。它一种管壳式结构的换热器，由蒸发器和过热器两个模块组成，水/蒸汽在蒸汽发生器的管程内流动，液态钠在壳程流动，其运行参数见表 6.1-44。

表 6.1-44 蒸汽发生器的运行参数

序 号	名 称	单 位	数 值
1	热功率	MW	32.5
2	钠流量	kg/s	137.5
3	入口处钠温度	$^{\circ}\text{C}$	495
4	出口处钠温度	$^{\circ}\text{C}$	310
5	给水温度	$^{\circ}\text{C}$	190
6	给水压力	MPa	15
7	蒸汽温度	$^{\circ}\text{C}$	480
8	蒸汽出口压力	MPa	14
9	过热器出口温度	$^{\circ}\text{C}$	480

表 6.1-45 三回路给水技术指标

名 称	允许值 (μg/kg)
Na	≤5.0
SiO ₂	≤15.0
总硬度	≤0.2
Fe	≤10.0
Cu	≤2.0
氧 (除氧器后)	≤10
比电导 (25℃)	≤0.3μS/cm
溶解的氧	≤10.0
pH (25℃)	9.1±0.1
NH ₃	≤500.0
Cl ⁻	≤3.0
N ₂ H ₄	20.0~60.0
总有机碳	≤100.0

为了减少钠和水对于蒸汽发生器的腐蚀,延长它的使用寿命,必须对二回路的钠和三回路的给水指标进行控制,使换热管的腐蚀速率低于允许值。CEFR 蒸汽发生器钠中杂质的质量标准见 9.2 节,CEFR 蒸汽发生器给水的技术指标应满足表 6.1-45 所示的允许值。CEFR 蒸汽发生器的钠水反应探测和事故保护见本章 6.4.3 节。

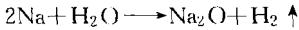
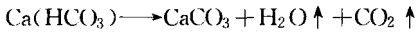
9.6 钠与混凝土反应

高温钠泄漏到混凝土上,会产生两种不同的结果:

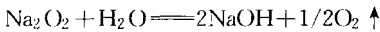
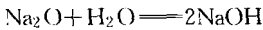
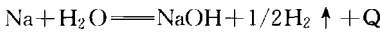
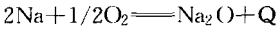
(1) 高温泄漏钠直接与混凝土接触并迅速与混凝土中各组分(水,粒块结构,水泥)发生激烈反应,产生氢气,释放的反应热可使界面温度高达 800℃,反应热直接作用于混凝土结构就可能造成混凝土脱水失效和应力破裂,毁坏混凝土结构的完整性,进而对建筑物结构的力学平衡造成不可估量的损害。

(2) 当混凝土表面有钢等衬垫时,钠不会直接与混凝土接触,但高温钠和钠燃烧产生的热量同样可能使混凝土释放出水,造成混凝土脱水失效和应力破裂,同时释放的水穿过衬垫缝隙可能与钠发生钠水反应,产生氢气,存在氢爆的危险。

钠与混凝土的直接接触会产生如下化学反应:



当小块低温钠溅到水泥地面上时,并不是立即发生反应,而是先与空气作用吸水氧化:



当钠温为 400℃时,混凝土本身不被毁坏,而当钠温达到 550℃时,混凝土基体本身将几乎完全被损坏,这将导致基体内 Ca(OH)₂ 分解。同时也将导致 Ca(HCO₃)₂、CaCO₃ 的分解,并释放出 H₂O 和 CO₂。H₂O 与 Na 作用释放出的 H₂ 在与钠与混凝土的夹缝部位积聚,到一定限度引起爆裂,可将钠碎块炸到十几米之外。

研究表明,当大量的钠直接泄漏到混凝土地面上时,导致混凝土结构基体的毁坏,产生原因是混凝土结构纵深方向

剧变的温度场引起热应力,水蒸气引起的气孔压力,高温下脱水引起的混凝土弱化。

为了防止钠一混凝土反应,应在钠工艺间的混凝土地面上,设置双重保护层,即包容泄漏钠的金属衬里层和防止热传导的绝热耐火材料夹层。

10 快堆安全

与一般工业装置相比,核反应堆的危险性在于核裂变过程中除了释放巨大的能量以外,还伴随着大量放射性物质的生成。一般说,在平衡态末期反应堆每 1 瓦热功率所相应的裂变产物的放射性约为 3.7×10¹⁰ Bq。一座电功率百万千瓦的反应堆,其裂变产物的放射性将高达 10²⁰ Bq。核安全的基本目的便是要防止放射性的不可控释放。在核能的发展过程中,由于人们对反应堆可能的放射性危害后果有着清醒地认识,所以逐渐发展起了一整套的规则和方法(如厂址的选择、多重屏障、纵深防御、许可证制度等),使得公众所受风险尽量低。几十年的运行历史表明,这些规则和方法是有效的,反应堆的运行是可靠和安全的。与人类所从事的其他工业活动相比,核能是最安全的之一。

同其他核设施一样,快堆的安全体现在选址、设计、建造、运行、核安全政策、核安全文化等多个方面,本节主要着重于对设计中如何保证安全进行介绍,而对选址、核安全文化等共性的东西不再阐述,有兴趣的读者可以参阅有关文献。

快堆虽然从 20 世纪 50 年代就开始发展,甚至第一次产生电能反应堆是快堆而不是热堆,但由于其技术的复杂性和指标的先进性,在比较长的一段时间内还在进行技术的积累,目前国际上比较一致的看法是:快堆是解决中远期核能能力的堆型,作为第四代核能系统的候选堆型,快堆必须在核安全方面满足相应的指标:堆熔概率小于 10⁻⁶次/(堆·年),在任何情况下不能导致场外应急。该指标的实现必须通过一系列的能动和非能动的系统设计、可靠的运行和维护来实现。

到目前为止,快堆有多种设计,如在目前第四代核能系统中就包括钠冷快堆、铅冷快堆和气冷快堆。除此之外,还有以水蒸气、铅铋合金、锂等为冷却剂的快堆。不同类型的快堆,其安全特性也各不相同,甚至差异巨大。但到目前为止,世界范围内比较成功的堆型为钠冷快堆,本节即以钠冷快堆为例,介绍快堆的安全特点和安全设计,见表 6.1-46。

表 6.1-46 快堆与压水堆安全特性比较

特 性		压 水 堆	快 堆
堆芯装配		最佳布置	非最大反应性状态
冷却剂中的储能		高	无
化学潜能		无(常温下)	高(钠-水/汽)
丧失冷却剂		负反应性引入	有可能反应性增加 ^①
固有应急排热能力		低	高
放射性存量	裂变产物	相同	相同
	铀	中等	高
核参数	β	约 0.007	约 0.004
	Λ	约 2×10 ⁻⁵ s	约 4×10 ⁻⁷ s
热时间常数	燃 料	1~5s	1~2s
	结 构	<数秒	<1s
	冷却剂	0~5s	0.1s

① 对于大型快堆,强烈依赖于空泡的空间分布:堆芯中心部分为正,边缘部分为负。小型快堆的数值为负。

10.1 固有安全性及安全设计

与所有其他工程系统的设计者一样,快堆设计者必须考虑如果快堆系统中发生了某种故障,可能会导致何种后果。其设计必须保证无论发生什么工况,给运行人员和公众造成的风险都十分小。

为实现该目标一般说来有两种途径,第一,在总体设计概念的选择上,使反应堆具有固有的安全性。即对一系列可能发生的事故,反应堆的设计可令其安全运转,甚至在不采取保护措施的情况下,堆的损伤也不会扩展;第二,设计多项专门的保护系统,用以阻止事故的进一步发展或缓解事故的后果。

尽管第二种方法不可能对所有事故都提供有效的保护,尽可能将反应堆设计成固有安全是目前反应堆设计的一个大趋势。

10.1.1 放射性包容边界

对于钠冷快堆而言,通常有三道包容边界:燃料元件包壳、一次冷却剂边界(对于池式快堆是主容器,对回路式快堆指堆容器、泵和热交换器的容器以及相互连接的管道)和反应堆厂房。燃料和裂变产物被三道边界所包容,包括 ^{24}Na 在内的活化产物被后两道边界包容。

应该说明的是,裂变产物的绝大部分都被滞留在了燃料芯块的基体内,所以有时燃料芯块也被称为是第一道包容边界。在裂变产物中, ^{131}I 在事故情况下向环境的释放是决定事故后果严重程度的重要因素,在钠冷快堆中,由于作为冷却剂的钠具有很强的化学活性,很容易与碘化氢形成碘化钠,从而减轻放射性向环境的释放(相对于水堆而言)。

这里需要强调的是,快堆的这三道屏障之间有很好的独立性。对于压水堆,在发生大LOCA时,如果没有ECCS的及时投入,将会导致燃料元件大范围的破损,一次冷却剂的喷发闪蒸会导致安全壳内的压力迅速升高,大量锆水反应产生的氢气同时会极大地威胁安全壳的完整性。而钠冷快堆上目前还没有合理可信的事故同时会导致两道(或三道)包容边界的同时失效。

10.1.2 冷却剂压力

从安全的观点来看,钠冷快堆的一个十分重要的优点是冷却剂压力低,其工作压力一般小于0.1MPa。冷却剂压力低使得快堆有两个优点:(1)冷却剂容器几乎不可能破裂,尤其是大尺寸的破裂;(2)即使发生破裂,也不会导致冷却剂的汽化。在采用了在堆容器之外再加一层保护容器等措施之后,可以使得在堆容器破裂的情况下依旧保持堆芯的淹没状态,通过自然循环保持堆芯的冷却。仍能十分容易地导出裂变产物的衰变热,并保持燃料包壳的冷却,防止破损的蔓延。气冷堆与水冷堆与此正好相反,这两种堆的压力高,因而必须采取多方面的保护措施,以防止LOCA事故的发生。

对于池式快堆,还有一个额外的安全特性——在堆容器中有大量的钠冷却剂和结构部件,只要借助于泵或自然对流使之循环,即使根本没有二次冷却,堆内温升也很慢。

10.1.3 反应性系数

负的反应性反馈是现代反应堆设计所必需的一个基本要求。对于采用氧化物燃料的快堆,重要的反应性反馈大致包括多普勒、钠密度(空泡)以及堆芯机械变形三种反馈。其中,多普勒反馈是固有、可靠的负的瞬发反馈反应性,在假设的严重事故工况下起着十分重要的作用。

由于在钠冷快堆中冷却剂温升较大,所以可以依靠巧妙的机械设计使得堆芯的变形在温度升高的情况下能够提供可

靠的负反馈,但由于燃料元件以及其他机械部件均有一定的热时间常数,该反馈相对较慢。在严重事故条件下,由于堆芯的机械结构遭到了破坏,其作用亦受到了限制。但对于大多数事故,该反馈还是可以起到非常好的缓解效果。

值得注意的是冷却剂的温度系数。在压水堆中,由于燃料的最佳布置以及对硼浓度的适当控制,冷却剂的密度变化引入的是负反馈。但在快堆中,由于燃料的富集度高,对大的堆芯内钠的局部丧失所引起的反应性可正可负,这取决于该变化在堆芯内所处的位置。在靠近堆芯中心处,慢化、俘获和自屏占主导地位,因此反应性变化为正;而在靠近堆芯边缘时,中子的泄漏则变成主要的,故反应性变化为负。但对于小型快堆而言,由于堆芯小,任何时候都是泄漏占主要地位,所以可以做到钠空泡系数在所有情况下均为负值。

从设计上讲,大型快堆为了获得负的钠空泡系数,往往将堆芯设计成扁平状,有时还需要去掉上部再生区。

10.2 停堆系统和专设安全设施

总的来讲,要保证一座反应堆的安全,必须实现三大安全功能:停堆、余热导出和放射性包容。其中,可靠的停堆系统是反应堆安全的第一保证,要求在任何情况下都要有能力将反应堆停下来并保持在一定的停堆深度。

为缓解可能发生的设计基准事故,核反应堆一般都会设置多项专设安全设施,以将事故限定在一定范围内,防止其发展成为更加严重的事故。对于快堆,这些设施通常包括:安全壳系统、主控室可居留系统、事故余热导出系统、蒸汽发生器保护系统等。

10.2.1 停堆系统

像任何反应堆系统一样,快堆也装备了电厂保护系统(PPS),以便在异常情况时可以进行快速可靠的停堆。

对于快堆的反应性控制,一般有两种方式:堆内布置吸收体,如硼(B)、钽(Ta)、铕(Eu)等;通过控制堆芯活性区外侧的反射层来控制中子的泄漏。其中,第一种方式是普遍采用的(主要采用 B_4C),而第二种方式大多用在次临界装置和一些小的特殊设计的堆上。

在驱动机构设计上,为防止共因故障的出现,通常都采用不同方案的设计,还有一些革命性的设计提出了一些很好的思想,如图6.1-67所示的小球停堆机构设计,另外还有活节式停堆机构设计和利用居里点磁性材料机构设计。当然这些设计由于多种原因尚未在实际运行中经过充分的考验。这些设计的成功将从根本上解决快堆停堆系统多样性的问题。

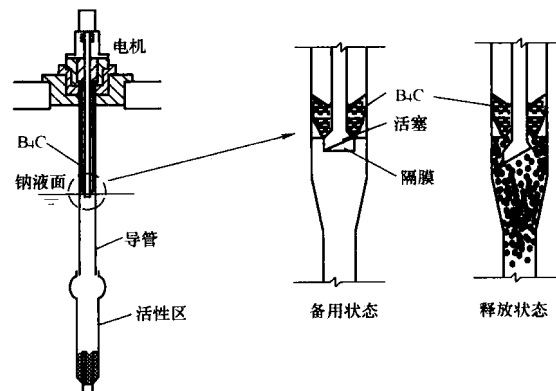


图 6.1-67 ALMR 的小球停堆机构设计

10.2.2 事故余热排出系统

反应堆停堆后,虽然堆芯内的链式裂变反应终止了,但

裂变产物由于衰变还在放出 β 和 γ 射线,射线与周围物质作用转化为热能,这就是衰变热。

衰变热的定量计算由下面的 Wigner-Way 公式给出,即

$$P_d(t) = 0.062 2P_0 [t^{-0.2} - (t_0 + t)^{-0.2}] \quad (6.1-58)$$

式中: $P_d(t)$ 为衰变功率; P_0 为停堆前的反应堆功率; t_0 为停堆前反应堆运行时间,s; t 为停堆后的时间,s。

如果一座核反应堆已经在满功率下运行了360天,则由式(6.1-58)可以知道,即使在停堆后几个小时,衰变热的功率仍有额定功率的1%。对于一座百万千瓦的核电厂,其热功率大约为2500MW,对应衰变热为25MW,如果不提供适当的冷却,衰变热将引起堆内燃料元件的过热和燃料元件包壳的破损,导致放射性裂变产物的释放。

钠冷快堆的事故余热排出系统设计大致有三种方案:

方案一:在二回路上设计一个冷却支路。在事故情况下关闭二回路上的截止阀,启动该回路。回路的运转可以依靠电磁泵,也可以采用自然循环方式。早期的快堆大多采用此类设计,如BN-600、MONJU等如图6.1-68所示。该方法的优点是不改变堆内的循环路径,在堆内造成的热应力小。缺点是系统的运转需要依靠能动部件,相对可靠性有所降低。同时在所在回路发生泄漏的情况下存在共因故障,使得正常热传输系统和事故余热排出系统同时失效。

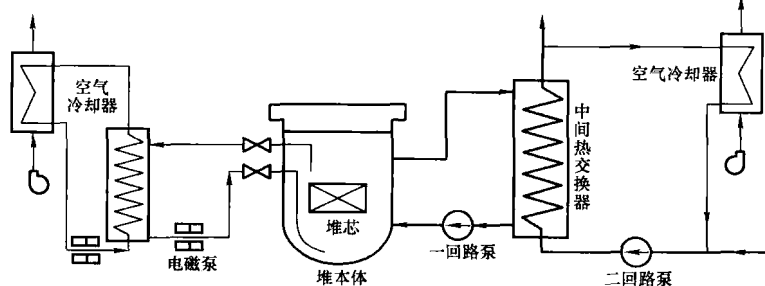


图 6.1-68 MONJU 堆事故余热排出系统流程

方案二:在堆内设置独立的热交换器,通过独立的回路将堆内的热量直接排到周围的大气中去。现阶段设计的反应堆大多采用此类设计,如CEFR、PFBR、EFR等见图6.1-69。该方法的优点是可以采用非能动设计,并且独立于正常热传输系统,可靠性高。缺点是为维持回路内的循环,在正常工况下也要小功率投入,导致热损失,使堆的经济性降低。另外需要占用主容器内的空间,布置拥挤。

方案三:通过对主容器池壁的自然对流冷却,导出堆内

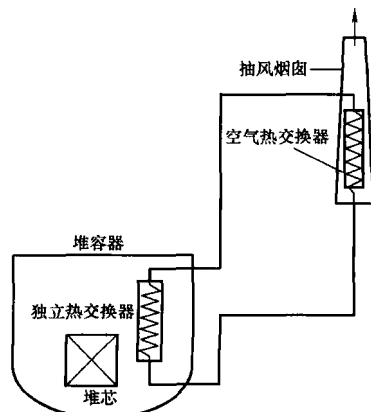


图 6.1-69 CEFR 事故余热排出系统流程

余热,如ALMR、KALIMER等见图6.1-70。该方法的优点是最有效控制主容器的温度,从而避免主容器的失效。缺点是由于采用空气作为对流工质,整个对流回路设计巨大。

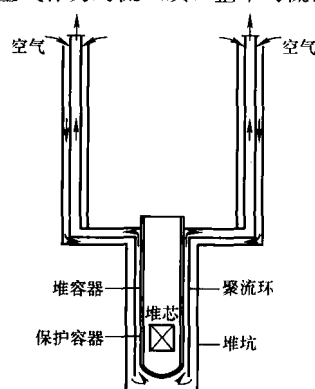


图 6.1-70 ALMR 事故余热排出系统流程

10.2.3 安全壳系统

核反应堆的设计一般都会包括安全壳系统,该系统应起到两个方面的作用:对内部放射性的包容和对外部事件的防御。对于钠冷快堆,由于其低压特性以及极低的大量放射性释放的可能性,所以一般都设计成不承压的包容形式。

以CEFR为例,其安全壳系统的设计中考虑了对下列事故设防:

(1) 反应堆容器内覆盖气体超压排放。

(2) 一回路净化系统放射性钠泄漏导致的钠火。对于大型快堆,安全壳的设计基准事故中还要考虑堆芯假想破裂事故(HCDA)。

(3) 外来飞射物或冲击波。

与PWR不同,钠冷快堆的安全壳一般分为两个层次:作为一次安全壳的内部包容小室,和作为二次安全壳的反应堆主厂房,同时有正常通风系统和事故通风系统保持着两道屏障维持负压状态。二次安全壳的主要作用是防御外部事件,如飞机坠落、爆炸冲击波或恶劣天气等,但同时密封性有一定要求。二次安全壳可以分为两类:一类是有较高密封要求的,如负担包容自堆内事故排出的放射性氦气任务的密闭工艺间;一类是有较高通风要求的,如堆顶防护罩和钠设备房间等,要求在有放射性释放时能够保持负压,以限制放射性污染区域以及对放射性物质进行有效过滤。CEFR的安全壳系统如图6.1-71中第三种所示。

10.2.4 蒸汽发生器事故保护系统

鉴于世界上多座快堆曾发生过多起钠水反应事故,为保证蒸汽发生器安全运行,防止钠水反应的扩大和蔓延,快堆一般设置有蒸汽发生器事故保护系统,以保护在钠水反应事故下重要设备的完整性。

首先,在蒸汽发生器的出口设置有高灵敏度的氢计,该探测器可以探测出微小泄漏在二回路钠中产生的ppm级的氢。当小泄漏发生时,操纵员可以根据该信号采取相应的隔离措施,终止事故的发展。另外,在蒸汽发生器的下部设置有爆破膜,当突然发生大泄漏时,瞬时产生的高压会使该膜破裂,钠及钠水反应产物一同排放到下面的大容器内,避免系统超压;同时相关流量、压力、液位等信号会综合产生一个大钠水反应信号,触发蒸汽发生器水侧和钠侧的截止阀快速关闭,同时打开大气释放阀,排出蒸汽发生器内残余水分,并充氮保护,见图6.1-72。

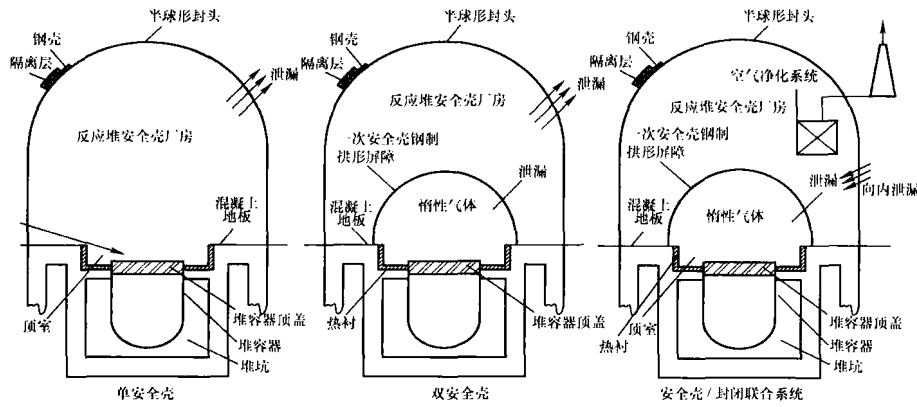


图 6.1-71 几种快堆用安全壳系统示意

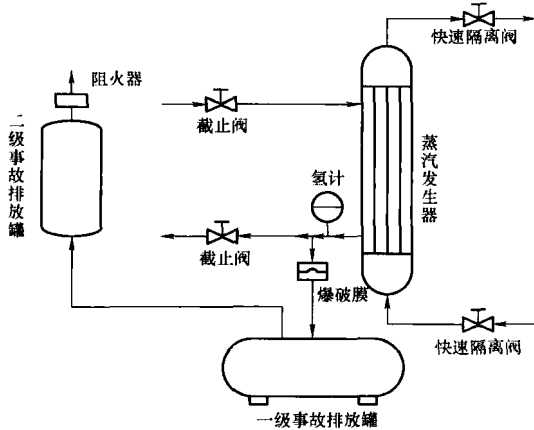


图 6.1-72 蒸汽发生器保护系统

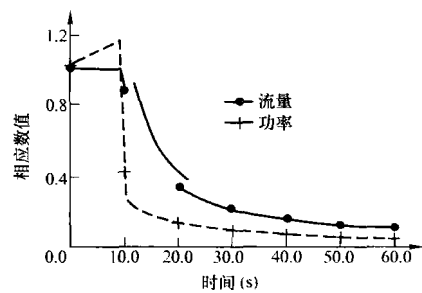


图 6.1-73 功率和流量随时间的变化

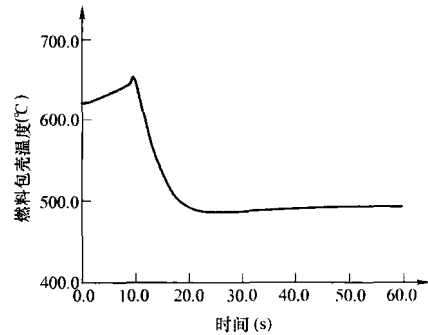


图 6.1-74 燃料包壳最高温度随时间的变化

10.3 有保护瞬态

在反应堆的运行偏离正常运行范围, 便会导致异常事件, 超出系统的调节能力时, 更会导致事故工况。其中, 事故工况中的一些后果较为严重的事故在设计中进行了充分的考虑, 被用于加强安全系统以及设置专用安全系统的设计依据, 所以也被称为设计基准事故 (DBA)。

在分析这类事故时, 为证明核电厂设计的保守性, 通常需要做一些保守假设, 如卡棒准则等。

10.3.1 反应性引入事故 (TOP)

反应性引入事故是指向堆内突然引入一个意外的反应性, 导致反应堆功率急剧上升而发生的事故。这种事故发生于反应堆启动时, 可能会出现瞬发临界, 反应堆有失控的危险; 发生在功率运行工况下时, 堆内严重过热, 可能会造成燃料元件的大范围破损。

下面以控制棒失控提升为例分析反应性引入事故对反应堆的影响。

在额定功率下, 由于有多项负反馈的存在, 不会发生启动那样的短周期事故。但是因为堆芯工作在较高的参数下, 更多功率的释放会导致元件温度的升高, 甚至会导致大范围的元件破损。事故开始时, 一根调节棒从堆芯底部开始提升。随着正反应性的不断引入, 反应堆倍功率开始增长, 堆芯出口温度和功率流量比上升。当反应堆功率或堆芯出口温度超过事故整定值后产生保护信号, 反应堆紧急停堆。

CEFR 在 102.5% 额定功率工况控制棒失控提升事故工况的主要计算结果见图 6.1-73 和图 6.1-74。

10.3.2 失流事故 (LOF)

反应堆事故与堆芯中热量的产生和传输能力之间的不平衡是密切相关的。这种不平衡可能是因为反应性引入引起的超功率, 即热量产生过多而引起的; 也可能是因堆芯冷却系统发生故障或破坏而形成的。本节将对后者进行分析, 这类事故又被简称为热工瞬变。

通常, 快堆都会有两台以上的主泵同时为堆芯提供冷却流量, 其中一台或两台故障以及一回路的破坏都会导致堆芯冷却能力的不足。

通常情况下, 反应堆均具备正常外部供电系统和备用外部供电系统。当此两路外电网均发生故障时, 还备有应急柴油发电机供电。如果柴油发电机也不能启动, 这就是全厂断电。此时, 反应堆失去所有动力电源, 所有依靠泵的冷却全部终止, 此时的事故便是典型的失流事故。

此类事故的特点是反应堆功率—流量比迅速升高, 堆芯平均温度和出口温度随之升高。但接下来的后果则随着堆的大小、设计等的不同而有很大不同。对于中小型堆, 由于比较容易实现堆的负反馈, 最终的结果是反应堆一直处在单相冷却阶段; 对于大堆, 则要求保护系统的投入一定要及时,

否则可能发生局部的沸腾。

为尽量缓解失电造成的事故后果,在反应堆设计上主要采用以下手段:①尽量快的保护。如快堆一般在1s之内控制棒驱动机构即可动作停堆;②利用飞轮等机构带动泵产生惰转流量,使得流量的下降不致太快;③设置小电机带动泵低速转动,带出堆内热量。

以CEFR为例,在本事故发生时,其发展过程如图6.1-75所示。在事故开始,由于流量下降,导致堆芯出口温度快速上升。接下来由于保护系统动作,反应堆停闭,功率快速下降。而此时由于泵在飞轮的带动下数十秒的惰转,使得流量的下降慢于功率的下降,堆芯出口温度随之下降。当惰转结束后,由于堆内还有余热发出,而自然循环尚未建立,堆内温度再次上升,直至自然循环建立后,温度又开始下降。

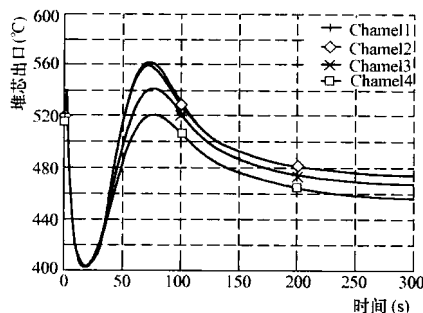


图 6.1-75 断电工况下 CEFR 堆芯出口温度变化

10.4 无保护瞬态

正如前面所述,快堆有多种特性使其成为安全可靠的系统。只有在出现重大的异常工况,并且PPS系统假定失效的情况下,才有可能出现严重的事故后果。尽管极不可能出现这样的情况,但鉴于核反应堆的风险主要来自于严重事故的贡献,所以还是有必要对此类工况进行研究。在分析方法上,鉴于该类事件的少见性,通常采用现实参数,不再作保守假定。在事故的干预措施上,也不仅仅限于安全级系统,非安全级系统在此类事故评价中也被认为是有效的。

在导致堆芯熔化的事故序列中,整个事故过程基本可以分为以下几个阶段:解体前、过渡阶段、解体、事故后阶段。图6.1-76给出了各阶段主要特点图示。

在解体前,由于功率和流量的失配,使得元件所处工况极度恶化,燃料、包壳开始熔化,钠沸腾,但此时堆芯整体上几何结构还基本完整。在过渡阶段,堆芯上下均发生堵塞,燃料和包壳均熔化到熔融池中。在解体阶段,由于熔融池内热量的积累导致高压,严重变形的堆芯终于在

堆芯内部压力下导致解体和永久中子学停堆。在此过程中,压力波的释放可能导致堆容器的变形和旋塞密封的破坏。解体后的燃料分布在堆内各处,此时主要靠自然对流来保证长期冷却,同时安全壳能保证放射性物质的泄漏一直处在可控状态下。

在严重事故工况下,由于大多数情况都有两相或更多相出现,所以在计算分析中一般要先列出守恒方程,再通过适当的数学方法求解。

在解体前的钠沸腾阶段,通常采用下面模型。

连续性方程为

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \rho \vec{v} = X_1 \quad (6.1-59)$$

动量方程为

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \vec{v}) + \nabla \rho \vec{v} \vec{v} = -\nabla p + \rho \vec{g} + \vec{X}_2 \quad (6.1-60)$$

能量方程为

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(u + \frac{v^2}{2} \right) \right] + \nabla \rho \vec{v} \left(u + \frac{v^2}{2} \right) \\ & = -\nabla p \vec{v} + \nabla k \nabla T + Q + \rho \vec{v} \vec{g} + X_3 \end{aligned} \quad (6.1-61)$$

式中: ρ 为密度; \vec{v} 为速度; p 为压强; \vec{g} 为重力加速度; u 为内能; k 为导热系数; T 为温度; Q 为体积热源; X_1 、 X_2 、 X_3 为源项。

在解体阶段,使用下面方程组。

反应性方程为

$$\rho' = \rho'_{in} + \rho'_{Dop} + \rho'_d \quad (6.1-62)$$

其中多普勒反应性系数

$$\rho'_{Dop} = \sum \frac{K_{D_i}}{V_i} \int_{V_i} W(r, z) \ln \frac{T_r(r, z)}{T_{f0}(r, z)} dV \quad (6.1-63)$$

$$\text{解体反应性系数为 } \frac{d\rho'_d}{dt} = \int \left(\frac{\partial \Psi}{\partial r} v_r + \frac{\partial \Psi}{\partial z} v_z \right) dV, \psi \text{ 为单}$$

位堆芯材料反应性。

动态中子学方程为

$$\begin{cases} \frac{dQ}{dt} = \frac{\rho' - \bar{\beta}}{\Lambda} Q + \sum_{i=1}^6 \lambda_i y_i \\ \frac{dy_i}{dt} = \frac{\bar{\beta}_i}{\Lambda} Q - \lambda_i y_i \end{cases} \quad (6.1-64)$$

能量方程为

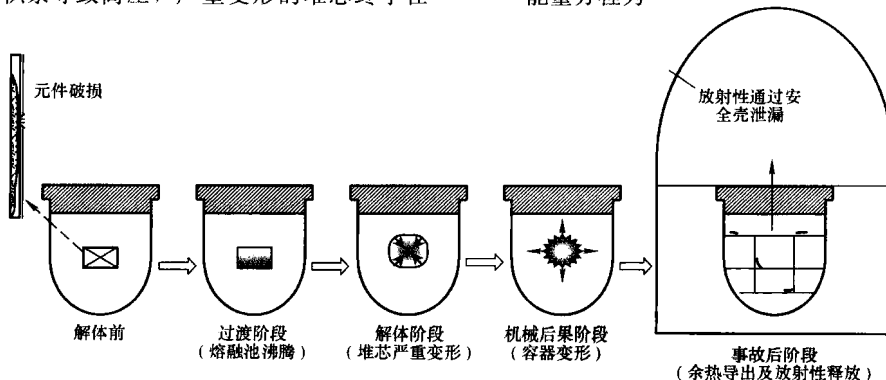


图 6.1-76 严重事故工况下堆内事故发展

$$\frac{\partial u(r, z)}{\partial t} = -\frac{1}{\rho} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r p v_r) + \frac{\partial}{\partial z} (p v_z) \right] + \frac{QN(r, z)}{\rho} \quad (6.1-65)$$

燃料温度方程为

$$T_f = T_{f0} + \int \frac{du}{C_p} \quad (6.1-66)$$

压力为

$$p = f(T_{\text{fuel}}) \quad (6.1-67)$$

运动方程为

$$\begin{cases} \frac{\partial v_r}{\partial t} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} \\ \frac{\partial v_z}{\partial t} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} \end{cases} \quad (6.1-68)$$

位移方程为

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} (\delta r) = v_r \\ \frac{\partial}{\partial t} (\delta z) = v_z \end{cases} \quad (6.1-69)$$

10.4.1 无保护超功率瞬态 (UTOP)

对于此类事故，其进程强烈依赖于反应性引入速率的大小、总的反应性引入量、反馈、燃料棒破损类型和轴向位置、燃料破损后熔融物的运动等。UTOP 可能导致的事故序列如图 6.1-77 所示。

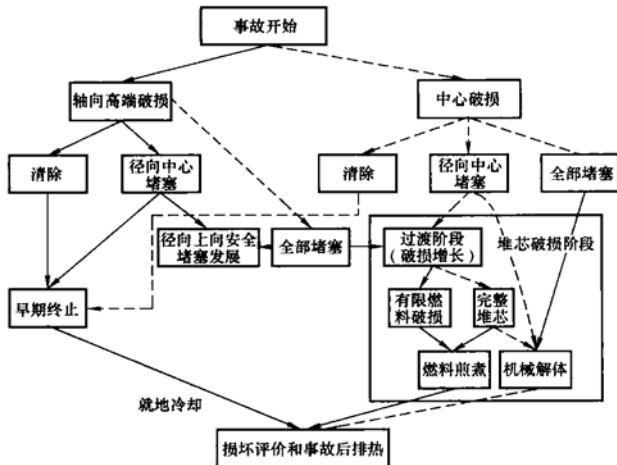


图 6.1-77 UTOP 可能事故序列图

10.4.2 无保护失流 (ULOF)

鉴于钠冷快堆采用的是大温差、小流量设计，使得此类反应堆对失流事故比较敏感。实际上，作为大堆来讲，世界各国实际上把 ULOF 作为评价全堆安全性的最可信事故，见图 6.1-78。

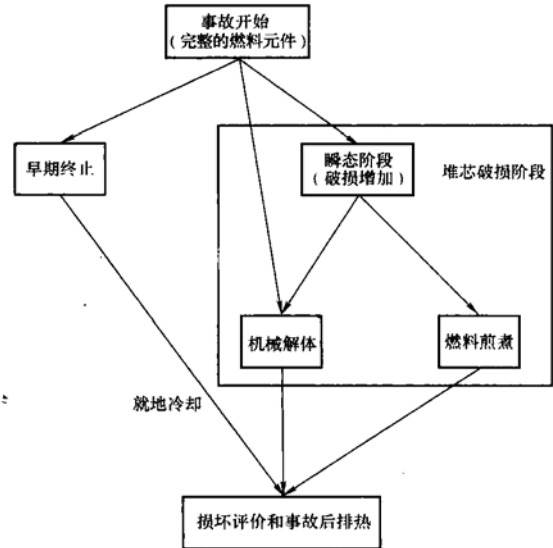


图 6.1-78 ULOF 可能事故序列图

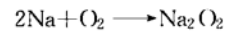
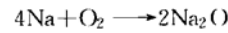
10.5 局部事故

除了前面各节分析的整堆事故之外，还有一些局部的特殊类型的事故是需要关注的。

10.5.1 钠泄漏及钠火

钠冷快堆的钠装量一般从几百吨到两千吨，而钠的工作温度则从约 200℃ 到 500℃。这些地方的钠如果泄漏出来，则有可能发生钠火。

钠火的特征为火焰和白色浓密烟雾。钠和氧的化学反应式如下：



一般，钠的燃烧分为三种类型，即池式钠火 (Pool Fire)、喷射钠火 (Spray Fire) 和混合钠火 (Combined Fire)。

当钠流到地面聚集成钠池，主要在钠池表面燃烧，便形成池式钠火。一般来说，钠池温度低于 250℃ 时不会着火。但如果钠池液面被扰动，则在约 200℃ 时便可燃烧。由于池式钠火仅仅在液面上发生燃烧，所以可以用面积表征燃烧的速度，在空气中的标准燃烧速度为 25kg/(m²·h)。由图 6.1-79 可以看出，随着燃烧池温度的提高，更多的热量通过气体辐射散失掉了，用于气化钠的热量变得越来越少，所以池式钠火的燃烧是自限定式的。通常，池式燃烧火焰的高度不超过几毫米，火焰区温度约为 1000℃，而钠池中的钠温度不超过 800℃。

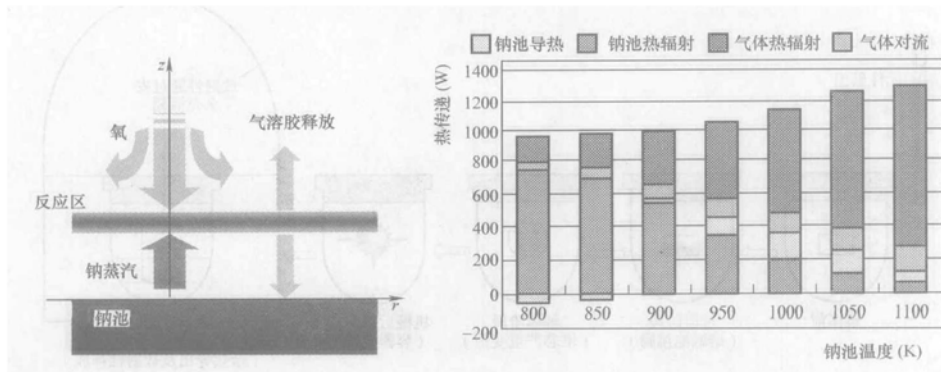


图 6.1-79 池式钠火的燃烧原理图及热量传递

11 快堆发展前景

11.1 我国快堆发展前景

在本章 2.1.1 节和 2.1.2 节分析了发展快堆可以有效利用核资源,使有限的裂变核资源得到长时间的应用;发展快堆可以嬗变长寿命放射性核素,使需要地质储存的高放射性废物体积尽量减小,降低环境风险。所以对于需要大规模核电的国家,快堆是一种极为重要的堆型。我国正是这样的国家。

目前我国一次能源的年人均产量只有 1.7t 标准煤左右,还不到世界平均水平,是发达国家的 1/5。为在本世纪中叶达到中等发达国家的经济水平和生活水平,我国一次能源的年人均产量应提高到 3t 标煤,如以 15 亿人口计,年总产量应达到 45 亿 t 标煤的水平。然而,到那时水电只能满足 260GW,即约 6 亿 t 标准煤相当的能量;优质常规化石能源石油、天然气也只能分别维持 58 年和 24 年,根据七五期间“八六三”高技术计划能领域调研的结果,这两种优质能源 2050 年充其量也只能提供相当 4.5 亿吨标煤的产量;我国有大量的煤藏,保有储量相当 7205 亿 t 标准煤,考虑大环境 CO₂ 的排放和小环境酸雨及有毒物质的释放,还有运输问题等因素,应该有限发展,且要大力净化利用;我们当今知道的一些新能源,如太阳能、风能、地热能、潮汐能等,经济性尚需一段时间的发展,如能实现较大规模的利用,可与更多开发水力一起来降低对煤利用的压力。柴草、生物质能其量有限,预计与新能源加在一起能提供 3 亿 t 标准煤相当的能量。所以我们面临的战略选择是尽量多用核能,少用煤来满足 2050 年的 45 亿 t 标准煤的需要。这是因为,国内、外的核能技术发展的经验证明,核能是一种安全、可靠、清洁、经济和可以大规模发展的能源。我们预测,按目前我国核电发展的基础,如加快发展,到 2050 年有望提供 240GW 核电,这样届时煤的年消耗还要达到 25 亿 t 标煤相当的量。表 6.1-47 给出了各种能源的组成。

表 6.1-47 2050 年我国能源预测

能 源	2050 年可采量	相当标准煤 (亿 t)	总需求标准煤 (亿 t)
石油	1.0 亿 t	4.5	
天然气	1500 亿 m ³		
水力	260GW		
煤	34 亿 t	25	
其他		3	
核电	240GW	6	45
合计		45	

我国核能发展的基本战略是热堆—快堆—聚变堆,热堆发电的主力堆型是压水堆(PWR);它主要利用天然铀中仅含 0.712% 的铀-235,核能要大规模发展,就要把天然铀中占 99.2% 以上的铀-238 应用起来,就需要发展增殖堆,它能所产多于所耗地把铀-238 转换成可裂变燃料钚。

快堆(FBR)是当今唯一现实的增殖堆,唯一现实的战略是将压水堆生产的工业钚作为快中子增殖反应堆的初装料,快堆运行时消耗铀-238,增殖核燃料钚。这样,这两种堆型匹配发展,并封闭燃料循环,可将铀资源的利用率从单一发展压水堆的 0.45%~1% 提高到 60%~70%。

为了估计这一匹配对核电发展的最大贡献,可假定:

(1) 我国压水堆 2020 年和 2030 年分别发展到 32GW 和 50GW。

(2) 目前到 2020 年和 2020 至 2030 年间分别为线性地发展装机容量,2030 年后不再建压水堆。

(3) 核电厂寿命取 40 年。

(4) 压水堆初装和年换料需天然铀量分别为 360t/GWe 和 140t/(GWe·a),年产钚 150kg/(GW·a)。

(5) 大型增殖快堆采用铀钚锆三元合金,其燃料循环参数如表 6.1-48 所示。

表 6.1-48 高增殖商用快堆燃料循环参数

燃 料	铀钚锆合金
功率	1GW
负荷因子	0.75
燃料循环消耗	1%
堆外循环时间	1a
堆芯(初装)	2488kg Pu
循环料	3732kg Pu
年净产钚	416kg Pu
增殖增益	0.582
系统倍增时间	6.2a

(6) 建造快堆的数量以积累的工业钚量达到一座商用大型快堆(1000MW)的系统投料取整,分析结果如表 6.1-49 所示。

根据分析,只要 2030 年左右能批量建成高增殖(铀钚金属装料)快堆,则压水堆给快堆的钚的积累和快堆自身增殖可以使我国核电在 2050 年发展到 240GW 容量水平,并且天然铀的累积需要量小于 25 万 t。

表 6.1-49 PWR-FBR 匹配理想容量分析

年 份	PWR 容量 (GW)	累计天然铀需要 (10 ³ t)	FBR 容量(GW) (铀钚锆燃料)
2000	2.1	1.8	27
2010	16.3	16.5	
2020	32.0	54.9	
2030	50.0	117.5	
2040	47.9	186.0	
2050	33.7	246.0	353

上面是一个理论估算,说明只要将压水堆—快堆匹配发展,且封闭燃料循环,我国可实现大规模核能利用。

目前压水堆已规划 2020 年建成 40GW,并有 18GW 在建,到 2030 年压水堆可能超过 60GW,而且 2030 年以后压水堆可能会继续建造。所以要希望快堆在 2050 年提供 240GW 甚至 360GW 的总装机容量,按压水堆的规划,给快堆初装料这个条件已经具备了。

仍用前面的假设,计算出长寿命次锕系核素(MA)和长寿命裂变产物(LLFP)的积累,见表 6.1-50。

表 6.1-50 压水堆 MA 和 LLFP 积累

年 份	压水堆(GW)	MA(t)	LLFP(t)
2005	8.5	0.6	1.0
2010	16.3	2.0	3.2
2020	32	7.0	11.2
2030	50	15.4	31.7
2040	47.9	25.0	40.5
2050	33.7	34.0	54.0

这些长寿命核废物要衰变三四百万年才能降到与天然铀相当的放射性水平。随着核电装机容量的增长,次量锕系核素 MA 和长寿命裂变产物 LLFP 的积累是对环境的潜在威胁。必须妥善处置,最好的办法是将它们嬗变掉。

如本篇第1章2.1节所述,用中等规模的快堆,比如300~600MWe 规模的快堆来嬗变 MA 和 LLFP。加速器驱动次临界系统(ADS)嬗变能力更强,与快堆配合嬗变可使深埋废物量大为减少。

11.2 我国快堆发展战略研究

新的堆型一般都需要先进行基础研究。像钠冷快堆,必须对快堆中子学、钠的热工流体力学、钠的净化和分析、钠与材料的相互作用、燃料、材料、设备、系统、安全等各种专业进行基础研究。

在取得各专业基础研究成果后,即可进入快堆的工程发展阶段。全世界总共建成过21座各种功率和发展阶段的快堆。表6.1-17列出了各国已建快堆和设计的部分快堆。

从表6.1-7可以看出,在快堆发展初期,一些国家设计并建造了一批小型实验快堆来验证各种科学概念,如验证快中子堆的可运行性(Clementine, BR-2, LAMPRE, EBR-I 等)、验证快堆的可增殖性(EBR-I, LAMPRE, BR-5 等)、验证安全性(如 SEFOR 等)以及验证可作为核电厂的可运行性(EBR-II, FERMI DF BOR-60, KNK-II 等)。

这一研究阶段快结束时已到了20世纪70年代。当时发生石油危机,工业国家试图加快快堆商用化发展,因此设计了一些商用快堆,功率规模均为1000MW左右。已经建成的一批验证性实验快堆,其电功率都在66MW以下,要以此为基础一步跨到商用规模,技术经济风险太大。因此选择功率规模为250~600MW的原型快堆作为过渡。作为商用快堆的原型,技术路线应与商用快堆一致。各国已建成的原型快堆有BH350、Phénix、PFR、BH600、MONJU等。

在验证快堆可作核电厂运行后,快堆商用的关键在于经济性,而运行的经济性很大程度上取决于耐高燃耗的燃料和耐高辐照的材料,因此也建过一些不带发电系统的、为辐照考验燃料和材料的实验堆,如Rapsodie、JOYO、FFTF,以及未建成的PEC。当然,为辐照考验燃料、材料,在验证发电的实验快堆上也能完成,甚至在原型堆上也可辐照考验燃料、材料。发电和辐照两个任务可以统一的原因是,辐照燃料、材料也是长时间的运行任务,与追求电站的负荷因子并无大的矛盾。

由上可以看出,各国快堆工程发展的共同经验是,分步建造实验快堆、原型快堆和商用快堆。商用快堆的首座,一般经济性尚不能与已有核发电装置竞争,称为经济验证性电站,亦称示范电站,推广后方称商用堆。

上述发展战略一般适于独立发展快堆的国家,如果有好的国际合作条件,或者快堆核电站已发展到进入国际市场的阶段,可能有不同的选择。

我国将来是一个核能利用的大国,需要认真掌握快堆工程技术,参考国外快堆发展经验,制定了实验快堆—原型快堆—经济验证性快堆的三步战略。第一步建造65MW热功率、20MW电功率的中国实验快堆,已纳入国家八六三高技术计划实施。第二步建造600MW电功率原型快堆,尚处申请阶段。

美国于2000年1月首先提出了作为第四代先进核能系统开发、并已被几乎所有核能国家所接受的六种反应堆,其

中有三种是快堆:钠冷快堆、铅冷快堆、气冷快堆,另三种是超高温堆,超临界水堆和熔盐堆。

在这六种先进堆型中,唯有我国正在发展的钠冷快堆在世界上建成过18座不同功率规模直至商用规模的一种堆型。它技术已近成熟,并且已有实验堆和原型堆分别实现了铀钚合金燃料和铀钚混合氧化燃料的闭式燃料循环,但经济性还有待改进。

对于第四代先进核能系统有4项主要目标:

(1) 可持续性。第IV代核能系统将提供可持续的能源生产,能满足不污染环境,系统有长期可用性,且可为世界范围的能源生产实现燃料的有效利用。

第IV代核能系统将处理好核废物,并使其废物量最小化,特别是减少长期管理负担,从而改进对公众和环境的保护。

(2) 经济性。第IV代核能系统在整个寿期的投资上明显地优于其他能源系统。

第IV代核能系统在投资风险方面应与其他能源系统不相上下。

(3) 安全性和可靠性。第IV代核能系统的运行应有更优良的安全性和可靠性。

第IV代核能系统应有非常低的堆芯损坏程度。

第IV代核能系统将消除厂外应急的需要。

(4) 防核扩散和实体防卫。第IV代核能系统将更加保证核武器材料不易被转换和偷盗,并提供防止恐怖主义行动更为严密的实体防卫。

如前所述,我国快堆工程技术的发展应分为三步,每一步应有具体要求,而总体要求是与国外核能国家一致认可的第IV代核能系统发展的目标要求相一致的。

从本章第1节和第2节中的论述,无论从铀资源的有效利用或从长寿命放射性废物核素的嬗变处理都充分说明了快堆是满足核能可持续发展的堆型,而且在我国更强调快堆的高增殖能力,以使我国核电容量的快速增长。

对于正在建造的中国实验快堆,早在设计之初(在第IV代先进核能系统提出前)就确定了其安全性应优于当前运行的核电站的要求。完成设计后分析证明,中国实验快堆的堆芯熔化概率低于 $1 \times 10^{-6}/(\text{堆} \cdot \text{年})$,在最严重的超设计基准事故下也不需要厂外应急。

我国快堆工程技术发展的第二步是60万千瓦电功率的中国原型快堆,其安全性应达到与中国实验快堆一致的目标要求,安全设计特点包括与中国实验快堆同样的靠自然对流和自然循环的非能动事故余热导出系统外,还应增加非能动停堆系统以抵消中,大型快堆可能出现正钠空泡系数的影响。同时作为原型堆系统和设备的可靠性应保证中国原型快堆的负荷因子不低于75%,即正常运行后,可作商用堆运行。中国原型快堆预计2020年建成运行。

对于我国快堆工程技术发展第三步电功率100万~150万千瓦中国验证性快堆的要求,除与中国原型快堆一致的安全性和可靠性要求外,要求经济性可接受性。这是因为单件生产、尚未推广,一般难以与已批量生产的商用堆型相竞争。经济性可接受是指适当改进和商用推广后,就有竞争力。同时开始应用现场燃料循环的合金燃料,避免厂外燃料运输,加强集中的实体防卫,防止核扩散。预计中国经济验证性快堆于2030年前运行,并设想我国100万~150万千瓦商用快堆将于2035年前开始推广。

11.3 国外快堆发展前景

正如前述，快堆有两个最基本的功能，一是增殖，将铀-238 转换成钚，有效利用核资源；二是嬗变，将高放废物的核素嬗变成一般可处置的放射性废物，对环境的影响尽可能小。当然，与第二个功能类似，设计成燃烧堆，专门烧掉钚，使钚的存量达到平衡。

快堆是多用途的，各国正按自己的需要来发展快堆。

11.3.1 发展快中子增殖堆

从全球铀资源有限的储量看，快堆用于易裂变燃料的增殖是本质的、重要的。尽管欧、美近 20~30 年内由于能源

充足，暂不急于增殖快堆的设计、建造和推广，但仍重视这一技术的开发。而人口众多且资源相对缺乏的国家日、印，或者经济已发达而缺少资源国家如韩国，则急于开发增殖型快堆。

在第四代先进核能系统的概念提出后，获得众多核能国家的响应，国际原子能机构提出国际先进核能系统计划(INPRO)，已有 25 个国家参加，我国也是成员国之一，并参加了基于快堆及其燃料循环的联合研究。表 6.1-51 汇总了参加联合研究的五国快堆发展战略特点。日本强调快堆和钚的利用，也是发展增殖快堆，减少铀资源的进口。

表 6.1-51 INPRO 计划基于快堆及闭式燃料循环联合研究参加国战略特征

国 家	快堆堆型	快堆工程发展			燃 料	闭式燃料循环工艺	任 务	目 的
		实验快堆	原型/验证堆	商用堆				
中国	钠冷	2009	2020	2030~2035	UO ₂ MOX 铀钚锆合金	高温处理 喷注制造	高增殖，高放废物减少(快中子燃烧堆和 ADS)，一址多堆现场燃料循环	可持续性，安全，环境友好，不核扩散，经济
印度	钠冷	1985	2010	2020	MOX 铀钚锆合金	先进水法 高温处理	电厂长寿命，高增殖，高燃耗，减少建造时间，最小化废物，闭式燃料循环装置共址	可持续性，经济安全，环境友好，不核扩散
俄罗斯	钠冷为主 铅冷 铅铋冷	1959~1969	2012~2015	2020~2025	MOX (Pu, U)N	先进水法 高温处理 振动密实	高燃耗，提高效率，减少建造时间，高增殖，放射性废物最小化，MA 再循环	可持续性，安全，经济，不核扩散，环境友好
法国	钠冷为主 气冷	1967	2020	2030	MOX (Pu, U)N	先进水法 高温处理	氢生产，废物减少，MA 焚烧	可持续性，安全，环境友好，经济
韩国	钠冷		2030		铀钚锆合金	高温处理	高燃耗，改进效率，减少建造时间，高增殖，放射性废物最小化，MA 再循环	可持续性，安全，环境友好，不核扩散，经济

11.3.2 快堆用于消耗积存的钚

现在，在一些国家钚有相当大的贮量，其来源有二，一是商用的热中子堆生产了大量的钚，在一些国家没有对热中子堆的乏燃料进行后处理，钚还存于乏燃料中；在另一些国家，对乏燃料已经进行了后处理，钚已分离出来，且储存着。二是“冷战”结束，从核武器退役下来大量的钚。

从防核扩散和免除保存费的角度，一些国家选择了要烧掉多余的钚，保持一定的贮量。

钚可以用作热堆的燃料，比如将钚以铀-钚混合氧化物 PuO₂-UO₂ (即 MOX 燃料)形式用于压水堆，由于安全的原因，一个压水堆堆芯中一般只放 1/3 的 MOX 燃料，循环次数也受到限制，所以热堆消耗存钚的量有限。

快堆可以大量的消耗钚。法、美等国正在研发烧钚而不增殖的快堆，即燃烧堆(“Burner”)。

至今已进行的研究已经指出，快堆是一种非常灵活的堆型，它可以用来消耗钚，也可以生产钚，并且它可以应用很宽范围的同位素组成，从 Pu-239 含量非常高的武器级钚，到在热堆中生产的堆级钚。对于 MOX 燃料，钚的份额可以高到 45%。为了设计如此高钚含量的堆芯，法、俄曾进行过零功率模拟进行验证。法国于 1993 年 2 月启动了 CAPRA 计划，即在快堆中扩大钚消耗的计划，美、德、瑞士、日和俄参加共同研究，研究重点是堆芯安全和燃料的设计。

11.3.3 快堆用于焚烧核废物

快堆的另一个作用是焚烧次量锕系核素和嬗变长寿命裂变产物，这样可以减少需要进行地质储存高放废物的量。

到 2010 年，估计全世界将有超过 30 万 t 的乏燃料，包括 3000t 的钚、100t 量级的镅-237 和镎(存在的量随衰变的时间而变化)。也将有 250t 的镅-99、90t 的 Cs-135 和 60t 的碘-129。

一些国家采用建造废物处置库，并保证在可预见的未来对环境都有适当的保护。但另一些国家则采取把它们分离并在快堆中烧掉它们，保证对环境无害。

快堆烧次量锕系核素比热堆更有效，因为对快中子而言，它们大部分有低的俘获截面与裂变截面之比。裂变产物易于被热中子嬗变，所以较好的方法是在快堆堆芯周围设立高通量密度热中子区，嬗变长寿命裂变产物。

法国自 1999 年开始研究烧毁长寿命次量锕系核素 MA 和嬗变长寿命裂变产物 LLFP 的计划“CADRA”，日本也启动了“OMEGA”计划。但至今尚未完成商业规模的分离，燃料制造和辐照，研发工作仍在进行。对于 LLFP 的嬗变，如 I-129，Cs-135，Kr-93，Tc-99 等，辐照件制造技术和辐照研究也正在发展阶段。

11.3.4 快堆设计趋势

在过去 20 年，快堆设计的发展趋势是钠冷池型、混合氧化物燃料，代表性的快堆是 BN-600 和 Superphenix-1，而其他的设计方案如金属燃料、小型模块堆和回路式快堆，尚未发展起来。

现今，俄、印、中仍继续发展钠冷池型快堆，日本从回路型发展到双池型，韩国则倾向大型池式模块快堆。

从一些国家的快堆规划看，印、中、日、韩将发展大型

高增殖钠冷快堆,采用金属燃料和高温处理的闭式燃料循环,这是因为这些国家资源缺乏、或者人均资源不足,需要尽快扩大核能的利用,又考虑到铀资源有限,因而热衷于钠冷、金属燃料这种具有最大增殖利益的快堆堆型。

相反,欧、美一些国家资源丰富,电力需求基本饱和,核能应用已达相当规模,当前更为关心的是要用快堆嬗变 MA 和 LLFP,因而第四代的另两种快堆:铅冷快堆和气(He)冷快堆也作候选。而且铅冷却在安全上也有一些优点,对于低功率密度的嬗变堆,采用 He 冷也有一些优点(见本篇第1章第1节)。

当然这些新型快堆至今尚无建造计划,燃料和冷却剂工艺等还需一段工程研发时间。而且 Pb 或 Pb-Bi 冷却快堆易释放高挥发性的 α -放射性核素 Po-210,用含碳(C)燃料和含 N-14 的氮化燃料时产生易进入生物圈的放射性核素 C-14,应从环境保护的角度考虑,大规模发展这些堆型应取谨慎态度。

11.3.5 快堆有关安全的发展趋势

国际上总共建成过共 21 座不同功率、不同目的的快堆,其中钠冷快堆占有 18 座,总共积累了 350 多堆年的运行经验。满足当时的安全标准,且有好的安全记录。快堆也像其他热堆堆型一样,安全性还将不断改进。

国际原子能机构已对快堆设计提出安全指标:堆芯熔化

概率小于 1×10^{-6} /堆·年,任何严重事故不需厂外要短期应急。

对于大功率快堆,采用不同方法使堆芯钠空泡系数,特别是堆芯中央部分的钠空泡系数为较小的值,甚至为负值。方法有扁平堆芯设计、非均匀设计等,避免引起大的正的反应性引入而导致功率增长的瞬变。

在快堆设计中,将充分利用瞬时起负反馈作用的多普勒效应,并采取适当的工程手段如非能动停堆系统,使反应堆在产生钠空泡前即处于停堆状态。

一般说来,钠火是一种工业事故(对于放射性钠火均有更严密的防范),目前对于预防钠火已有比较完整的工程手段。一种“破裂前泄漏”方法可以防止钠的大泄漏,这要求在泄漏早期阶段有可靠的小泄漏探测。采用钠系统隔间保护、更快的卸钠系统和更好的灭钠火手段,都是今后的发展方向。

快堆的另一种工业事故是蒸汽发生器中的钠水反应,运行的快堆电厂已成功地应用氢计进行探测小泄漏,用压力、流量的测量监督大的泄漏,用超压爆破片的破裂、卸压、卸钠保护系统和设备。目前探测方法还在继续发展,如噪声方法,为避免蒸汽发生器换热管受钠水反应腐蚀产物腐蚀太快,也在研发新的蒸汽发生器类型和新的换热管材料。

第 2 章 高温气冷堆

本章将介绍模块式高温气冷堆核电厂的组成、技术特点。在介绍高温气冷堆的通用特点、组成情况、多种技术方案的基础上,重点按照中国正在设计的、采用双区球床堆芯、热功率为 458MW、电功率为 20 万千瓦级的球床模块式高温气冷堆核电厂(HTR-PM)的设计方案为蓝本,较详细地介绍球床模块式高温气冷堆核电厂的详细组成。

1 高温气冷堆概况

1.1 高温气冷堆的历史

气冷堆是国际上反应堆发展中最早的一种堆型,初期被用来生产钚,20 世纪 50 年代中期以后发展成为商用核电站的堆型之一。气冷堆的发展大致可以分为四个阶段,即早期气冷堆(Magnox)、改进型气冷堆(AGR)、高温气冷堆(HTGR)和模块式高温气冷堆(MHTGR)。

(1) 早期气冷堆。英国在 1956 年建成单堆电功率 50MW、总电功率 200MW 的卡德霍尔(Galder Hall)气冷堆核电厂,标志着这种堆型进入商用化。早期气冷堆采用石墨为慢化剂,二氧化碳气体为冷却剂,金属天然铀燃料和镁合金包壳燃料元件,被称为镁诺克斯(Magnox)型气冷堆。镁诺克斯气冷堆的主要技术参数为:堆芯功率密度 $0.6 \sim 1.0 \text{ MW/m}^3$, CO_2 冷却剂出口温度约 400°C ,工作压力约为 $2 \sim 4 \text{ MPa}$,单堆电功率为 $250 \sim 300 \text{ MW}$,后期发展到 500MW,核电站热效率约为 30%。这种堆型的一个很重要的优点是采用天然铀作为燃料,但它采用金属铀和镁合金包壳燃料元件,不能承受很高的温度,冷却剂 CO_2 的温度只能达到 400°C 左右,限制了反应堆热工性能的进一步提高。为了解决上述矛盾,提出了改进型气冷堆(Advanced Gas-cooled Reactor, AGR)概念。

(2) 改进型气冷堆(AGR)。反应堆仍采用石墨为慢化剂, CO_2 气体作冷却剂,但采用低富集度二氧化铀代替天然金属铀燃料,用不锈钢代替镁合金作为燃料元件包壳材料。这种新燃料元件允许堆芯出口 CO_2 温度达到 670°C ,通过蒸汽发生器产生高参数过热蒸汽,并可以配置标准的汽轮

发电机组,从而使核电站热效率提高到近 40%。改进型气冷堆(AGR)的主要技术参数为:堆芯功率密度 $1.6 \sim 2.8 \text{ MW/m}^3$, CO_2 冷却剂的进、出口温度约为 260°C 和 675°C ,工作压力约为 4 MPa 。改进型气冷堆仅在英国得到了发展,对英国核电的发展起到了很大的作用。

(3) 高温气冷堆(HTGR)。高温气冷堆(High-temperature gas-cooled reactor, HTGR)是改进型气冷堆的进一步发展,高温气冷堆采用化学惰性和热工性能好的氦气作为冷却剂,全陶瓷型包覆颗粒燃料元件,耐高温的石墨作为慢化剂和堆芯结构材料,使堆芯出口氦气温度可达到 950°C 甚至更高。高温气冷堆已完成了试验堆和原型电站两个发展阶段。英国 1960 年开始建造热功率为 20MW 的高温气冷试验堆“龙堆”(Dragon),1966 年 4 月达到满功率运行,美国于 1967 年建成并运行了电功率为 40MW 的桃花谷(Peach Bottom)高温气冷试验堆,在七年半的运行期间,平均负荷因子达到 74%。德国也于 1967 年建成了电功率为 15MW 的球床高温气冷堆试验电站(Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor, AVR),它发展了具有自己技术特色的球形燃料元件和球床高温气冷堆。AVR 堆于 1974 年将一回路氦气温度由 750°C 提升到 950°C ,运行情况良好,该堆成功地运行了 21 年,其中在氦气出口温度为 950°C 条件下运行了 14 年,平均负荷因子 66.4%。通过以上三座试验反应堆的建造与成功运行,证明了高温气冷堆作为一种高效率发电的堆型在技术上是可行的。

接着高温气冷堆进入了原型堆示范电站的阶段,美国于 1976 年建成热功率 840MW、电功率 330MW 的圣·符伦堡(Fort St. Vrain)高温气冷堆电站,电站发电效率为 39.3%,反应堆出口氦气温度 785°C 。德国于 1985 年建成热功率 750MW、电功率 300MW 的球床式钍高温球床堆(Thorium Hochtemperaturreaktor, THTR-300),电站发电效率达到 40%,反应堆出口氦气温度 750°C 。至此高温气冷堆在设计、燃料元件和高温材料的发展、建造与运行方面都积累了成功的经验,开始进入发电和工业应用的商用化阶段。已建成的高温气冷堆的主要技术参数见表 6.2-1。

表 6.2-1 已建高温气冷堆主要参数

名 称	龙堆 (试验堆)	桃花谷 (试验电厂)	AVR (试验电厂)	圣·符伦堡 (示范电厂)	THTR-300 (示范电厂)	HTTR (试验堆)	HTR-10 (试验电厂)
国家	英国	美国	德国	美国	德国	日本	中国
堆型	柱状	柱状	球床	柱状	球床	柱状	球床
开始建造时间	1960.4	1962	1961.9	1968.4	1971.1	1991	1995.6
临界时间	1964.8	1966	1966	1976	1985.9	1998.11	2000.12
并网时间		1967	1967	1976.12	1985.11	—	
热功率(MW)	20	115	46	840	750	30	10
电功率(MW)	—	40	15	330	300	—	2.6
功率密度(MW/m^3)	14.0	8.3	2.6	6.3	6.0		2.0
运行时燃料最高温度($^\circ\text{C}$)	1350	1331	1134	1260	1250	1495	917

续表

名 称	龙堆 (试验堆)	桃花谷 (试验电厂)	AVR (试验电厂)	圣·符伦堡 (示范电厂)	THTR-300 (示范电厂)	HTTR (试验堆)	HTR-10 (试验电厂)
事故下燃料最高温度(℃)	<2000	<2000	<1400	<2200	<2200	<1600	<1218
平均燃耗(MWd/tu)	30 000	60 000	70 000	100 000	114 000	22 000	80 000
一回路氦气压力(MPa)	2.0	2.36	1.09	4.9	4.0	4.0	3.0
氦气出口温度(℃)	750	728	950	785	750	850/950	700
氦气入口温度(℃)	350	344	275	401	260	395	250
氦气流量(kg/s)	9.62	55.0	13.0	430	300		4.32
二回路主蒸汽压力(MPa)	—	10.2	7.2	17.5	19.0	—	3.45
主蒸汽温度(℃)	—	538	500	540	535	—	435
主蒸汽流量(t/h)	—	140	56	1000	950	—	12.5

(4) 模块式高温气冷堆(MHTGR): 美国三哩岛核电站事故发生后, 核电站安全性问题被提到更重要、更迫切的地位, 国际核能界着眼于设计安全性更好的反应堆, 使之在任何事故情况下都不会发生重大的核泄漏, 不会危及公众与周围环境的安全。模块式高温气冷堆(Modular High-temperature Gas-cooled Reactor, MHTGR)就是在这样的背景下提出的一种具有固有安全性的新堆型。1981 年德国西门子(Siemens)/国际原子公司(Interatom)首先推出球床模块式高温气冷堆 HTR-Module 的设计概念, 这种堆型以小型化和固有安全性为特征, 设计保证在任何事故情况下, 由于堆的负反应性温度系数和很大的温升裕度能够使反应堆安全停堆; 停堆后的余热可以依靠自然对流、热传导和辐射等自然机制传输到堆芯外, 保证堆芯燃料元件的最高温度限制在其允许温度以下; 耐高温的石墨堆芯结构和全陶瓷型的燃料元件避免了在严重事故情况下堆芯和燃料元件熔化的危险。

在经济上以其小型模块组合式、标准化生产、建造时间短和投资风险小等优势与其他堆型核电站相竞争。20 世纪 80 年代中期, 已有三种模块式高温气冷堆设计准备推向市场, 即德国 Siemens/Interatom 公司的 HTR-Module, 单堆热功率为 200MW, 电功率为 80MW, 采用反应堆和蒸汽发生器双壳“肩并肩”布置; 德国 BBC/HRB 公司的 HTR-100, 单堆热功率为 250MW, 电功率为 100MW, 堆芯与蒸汽发生器一体化布置, 放置在一个压力容器内, 以上两种都是球床堆。美国通用原子(GA)公司提出的模块式高温气冷堆 MHTGR-350, 采用棱柱状元件, 单堆热功率为 350MW, 电功率为 140MW, 反应堆为双区环形堆芯设计, 反应堆和蒸汽发生器也是双壳肩并肩布置。这三种模块式高温气冷堆的设计在安全概念上是相同的, 即都具有固有安全特性。模块式高温气冷堆由于安全性好, 能够适应能源市场对供电供热的需要, 已成为国际高温气冷堆技术发展的主要方向。

1.2 高温气冷堆的可选循环方式

高温气冷堆发电的最经典的方案是由经堆芯加热后的氦气来加热蒸汽发生器中的水, 形成水蒸气, 推动汽轮发电机组发电, 如图 6.2-1 所示。发电效率可以超过 40%。而更高效的发电方式是气体循环, 它可以由堆芯加热的高温、高压氦气直接推动气体透平高效发电, 氦气做功后经冷却、压缩、回热后再回到堆芯, 称之为直接循环, 如图 6.2-2 所示。还可通过中间热交换器, 把氦气的热量传给间接回路的氦气、氦气或空气, 再由它们推动透平发电, 形成闭式间接气体循环(见图 6.2-3)或开式间接循环(见图 6.2-4)。气体循环的效率, 设备小而省, 因此经济性好。间接气体循环可

降低技术难度, 使用成熟的常规燃气轮机的技术。

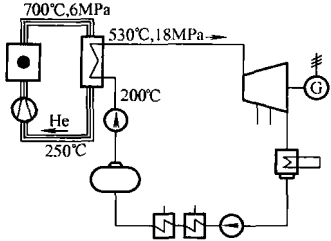


图 6.2-1 蒸汽循环流程示意

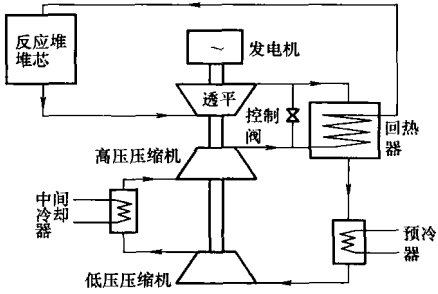


图 6.2-2 直接气体循环流程示意

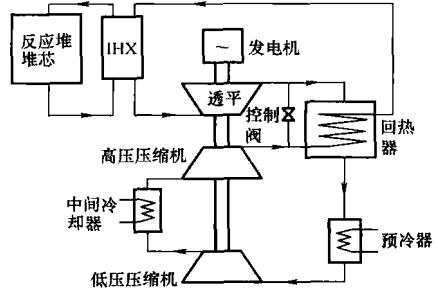


图 6.2-3 闭式间接气体循环流程示意

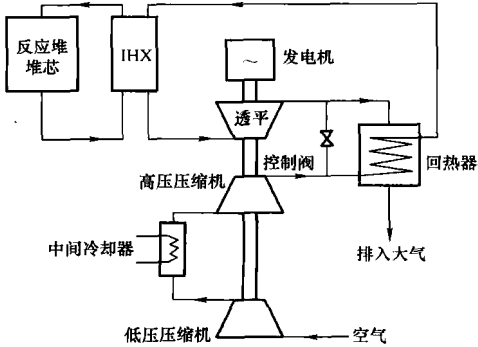


图 6.2-4 开式间接气体循环流程示意

同时, 气体循环还可以与蒸汽循环进行组合, 进一步提高发电效率, 流程图见图 6.2-5。或者, 由开式间接气体循环与蒸汽循环进行组合, 形成如图 6.2-6 所示的循环。蒸汽循环还可与供热进行组合, 深度利用高温堆的热能, 如图 6.2-7 所示。

利用高温气冷堆产生的高温, 还可以进行多种工艺热应用。工艺热应用的更多描述见本章第 11 节。

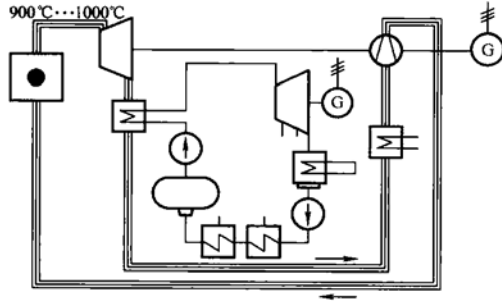


图 6.2-5 直接气体循环与蒸汽循环组合成联合循环的流程示意

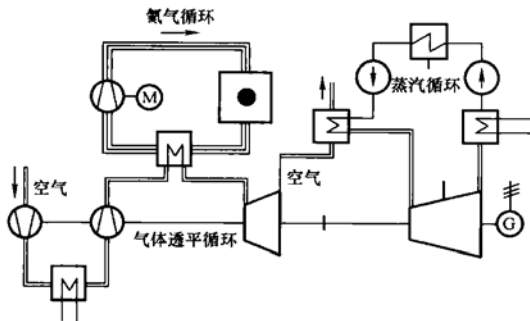


图 6.2-6 开式间接气体循环与蒸汽循环组合成的联合循环流程示意

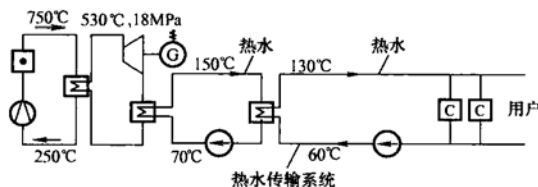


图 6.2-7 蒸汽循环与供热组合成的联合循环流程示意

1.3 高温气冷堆核电厂的组成

高温气冷堆核电厂与其他的核电厂一样, 主要由核岛、常规岛、BOP 设施三大部分组成, 根据应用领域的不同另加上其他工艺热应用的专用设施。

核岛由反应堆本体、主要的核辅助系统组成。反应堆本体主要由(棱柱型或球床型)陶瓷堆芯、支持堆芯的石墨(或和碳)反射层、支持反射层的金属堆内构件、金属堆内构件外的反应堆压力容器(钢制或预应力混凝土壳)等构成, 在堆芯或反射层中还有控制棒、吸收球停堆系统等。主要的核辅助系统包括蒸汽发生器/氮风机/中间热交换器/氮透平能量转换系统、一回路压力泄放系统、燃料装卸系统、氮净化与氮辅助系统、主动堆芯冷却系统、堆舱冷却系统、乏燃料中间储存系统、核测量系统、过程仪表系统、控制与保护系统等。

常规岛由于循环类型不同而不同。采用蒸汽循环方式时, 采用与常规火电站相同的亚临界或超临界蒸汽发电机

组。采用气体循环时, 直接与反应堆相连的(或通过中间换热器相连的)气体透平机组(流量转换单元 PCU)输出电力, 可能连通常意义上的常规岛也没有。

在核电厂的总平面布置上, 除比较特殊的核岛与常规岛外, 其他的系统与建筑物与其他核电站很类似。

1.4 高温气冷堆的类型

从结构形式上, 高温气冷堆大体可分为球床型和棱柱型两类。

球床高温气冷堆是由直径为 6cm 的球形燃料元件堆积成圆柱状或环状堆芯活性区, 球床堆芯可以流动, 可以实现运行时在线装卸燃料元件, 典型的结构如图 6.2-13 所示的 THTR-300 堆芯图片。如图 6.2-8 所示, 球形燃料元件由一万个左右包覆燃料颗粒弥散在石墨基体中压制形成, 包覆颗粒由陶瓷形燃料(UO_2 、 UC 等)核心、外围的疏松热解炭、致密热解炭、陶瓷型 SiC 、致密热解炭构成, 称之为三重包覆(TRISO)燃料颗粒。燃料元件的更详细的介绍见第 4 节。

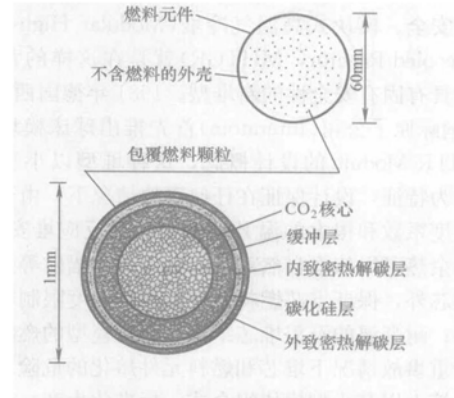


图 6.2-8 球形燃料元件的构成

棱柱状高温气冷堆由棱柱状燃料组件和石墨反射层组件构成反应堆堆芯。棱柱状燃料组件主要由石墨组成, 其中开有冷却剂通道、控制棒通道、燃料芯块通道。圆柱形燃料芯块同样由三重包覆(TRISO)燃料颗粒弥散在石墨中压制成型, 可以做成实心的圆柱(见图 6.2-9, 美国的方案), 也可做成环状的空心圆柱(见图 6.2-10, 日本的方案)。经过一个运行周期, 棱柱型燃料组件可以被更换成新燃料组件, 或交换到其他位置以实现高燃耗和通量展平。燃料元件的最基本单元—三重包覆(TRISO)燃料颗粒的技术对于球床堆和棱柱状堆是完全相同。

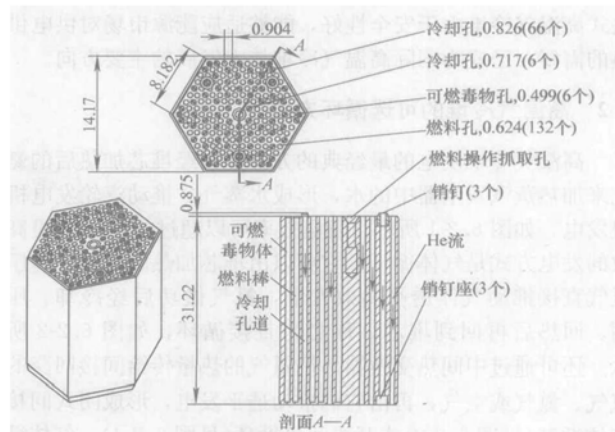


图 6.2-9 美国设计的棱柱状燃料组件的构成

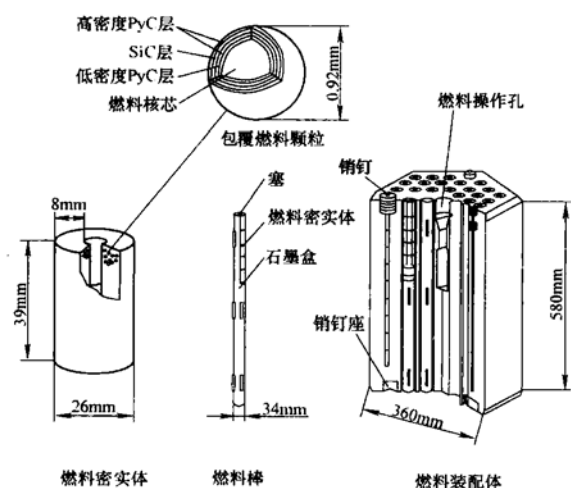


图 6.2-10 日本设计的棱柱状燃料组件的构成

1.5 几个典型的高温气冷堆方案

1.5.1 Dragon

英国设计的 Dragon(龙堆)采用石墨堆芯，管状陶瓷型燃料元件，并首次使用包覆颗粒型燃料。核燃料主要采用高富集度的 UC 包覆颗粒，并对 Th/U 比例为 10:1 的 Th(钍)燃料元件进行了 741 满功率天的辐照，以验证 Th 的增殖与利用。堆芯入口温度和出口温度为 350℃ 和 750℃，满功率 20MW_t，不发电。通过龙堆项目，包覆颗粒燃料技术和氦技术得到很大的发展，并验证了采用氦气冷却的高温气冷堆的技术可行性。

1.5.2 Peach bottom I

Peach bottom I(桃花谷 I 号)高温气冷堆由美国 GA 公司设计，采用钢制压力容器，石墨柱状堆芯，Th-U 燃料循环，为此堆芯初始装载高富集度的 U-235。桃花谷 I 号经历了两个不同的堆芯。第一个堆芯的包覆燃料颗粒采用仅 1 层各向异性碳包层，目的是阻止碳化物燃料核心的水解作用。第一个堆芯运行了 452 个等效满功率天后，换成第 2 个堆芯，采用两重包覆(BISO)的燃料颗粒，燃料核心外增加了缓冲热解炭层，在随后的 897 个等效满功率天的全设计寿期内再没发生过燃料失效，且运行过程中一回路放射性活性平均仅 5Ci。桃花谷 I 号引入并验证了包覆颗粒燃料，开始了对高温气冷堆的执照申请准则的完善。

1.5.3 AVR

德国 AVR 反应堆采用双层钢制压力容器，石墨反射层，球床堆芯，且石墨反射层从侧向以四个凸台的方式伸入球床堆芯，以布置停堆控制棒，如图 6.2-11 所示。直流蒸汽发生器布置在堆芯上部，氦气从下向上流过球床堆芯。堆芯氦气出口温度在反应堆开始运行时为 750℃，后提高到 950℃。

通过 AVR 实现了如下目标：

(1) 论证球床式高温气冷堆的现实性。

(2) 验证了高温气冷堆的主要部件的性能，特别是球形燃料元件。

(3) 证明了高温气冷堆的安全性和可靠性。

并在如下三个方面达到核反应堆的创记录水平：

(1) 一回路冷却剂的放射性水平最低。

(2) 冷却剂运行温度最高(长期达到 950℃)。

(3) 燃料燃耗最深(1976 年底达到 183GWD/tU)。

1.5.4 Fort St. Vrain

美国 GA 公司设计、科罗拉多公用事业公司(Public

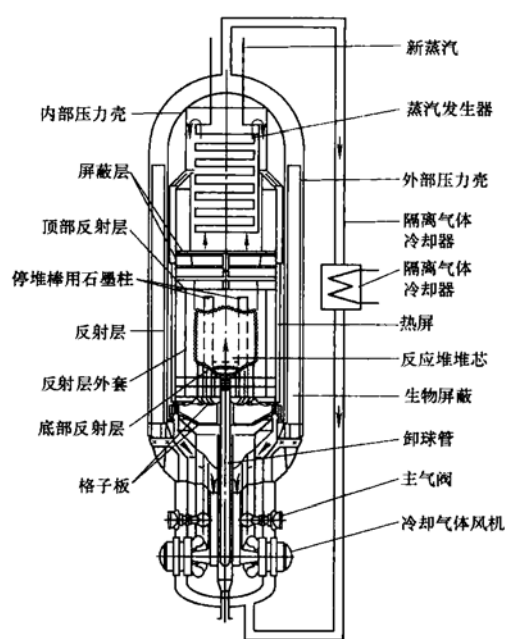


图 6.2-11 AVR 堆芯结构

Service Company of Colorado)运行的 Fort St. Vrain(圣·符伦堡)电站的热功率为 842MW，电功率为 330MW，其主要设计特点包括：①一回路压力边界采用预应力混凝土压力容器(PCRV)；②采用 TRISO 颗粒燃料，六棱柱型燃料元件和石墨反射层，棱柱型堆芯；③ 12 个直流蒸汽发生器，产生 538℃ 的过热蒸汽和再热蒸汽；④ 4 个蒸汽驱动的轴流式氦循环风机。堆芯布置图见图 6.2-12。此电站作为一个很有价值的技术验证平台，验证了高温气冷堆的几个关键系统的性能，包括 TRISO 燃料颗粒、六棱柱燃料元件、堆内构件、蒸汽发生器、棱柱型燃料元件装卸系统、氦净化系统。



图 6.2-12 圣·符伦堡电站的堆芯结构

1.5.5 THTR

THTR(Thorium Hochtemperaturreaktor)电站的主要技术特点是：采用预应力混凝土压力容器，石墨堆芯，6cm 直径的球形燃料元件，TRISO 包覆颗粒，每个球形燃料元件含 0.96g 的 93% 富集度的 U-235 和 10.2g 的 Th-232；堆芯活性区高 6m、直径 5.6m，共装载 67.5 万个燃料球；有 6 个蒸汽发生器、再热器和氦风机；一回路压力 3.9MPa；堆

芯氦气入口温度 250℃、出口 750℃，热功率 750MW，电功率 300MW。堆芯布置图如图 6.2-13 所示。为保证事故后安全停堆，HTTR 设计了插入球床堆芯的控制棒，如图 6.2-14 所示。

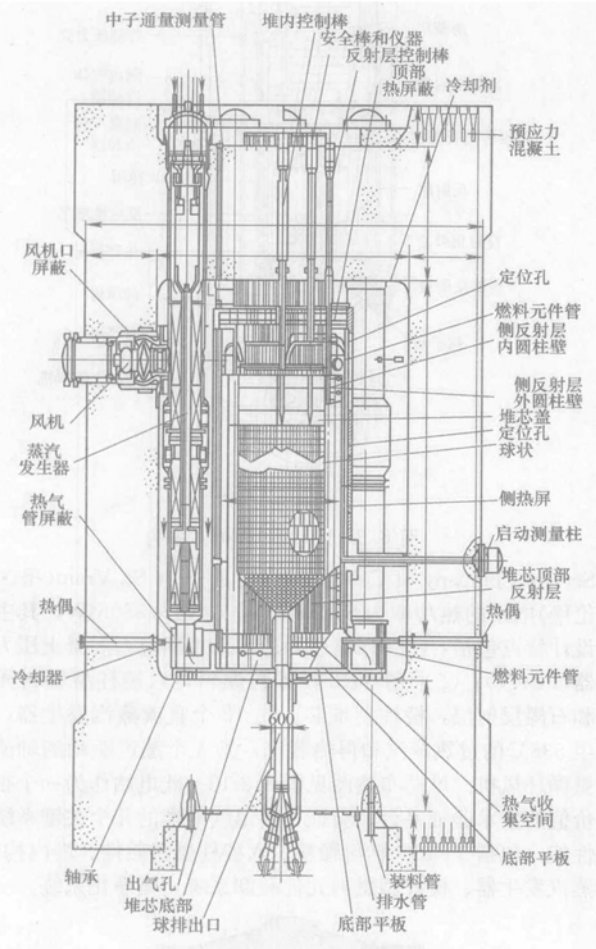


图 6.2-13 THTR 堆芯示意

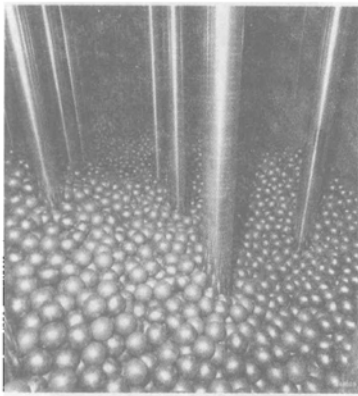


图 6.2-14 THTR 球床堆芯和插入堆芯的控制棒

1.5.6 HTTR

日本的 HTTR (High temperature engineering test reactor) 的主要技术特点包括采用钢制反应堆压力容器与钢制安全壳；棱柱状堆芯，但燃料芯块是中空的，见图 6.2-10；采用低富集度 UO_2 燃料；不发电，设置有中间热交换器 (IHX) 为工艺热应用提高干净的高温氦气；一回路氦气压力 4MPa，氦气出口温度可达 950℃。反应堆流程图如图 6.2-15 所示。

1.5.7 HTR-10

中国设计的 HTR-10 反应堆热功率为 10MW，反应堆

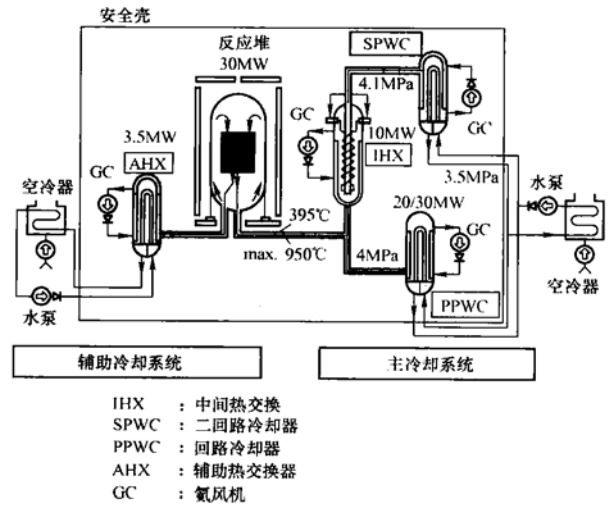


图 6.2-15 HTTR 流程示意

出口温度 700℃，入口温度 250℃。在设计考虑了在项目二期时开展氦气循环发电试验，出口温度 900℃，入口温度 300℃。反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体采用肩并肩布置，中间用同轴套管连接。直流蒸汽发生器将二次侧的给水加热至 3.5MPa，435℃的过热状态，推动蒸汽轮机发电。球形燃料元件采用在线装卸。反应堆本体示意图见图 6.2-16。

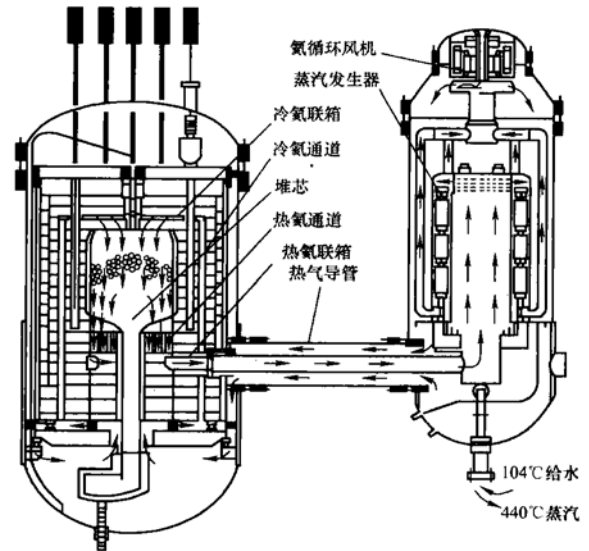


图 6.2-16 HTR-10 堆本体示意

1.6 高温气冷堆的特点

高温气冷堆采用包覆的陶瓷型燃料颗粒，再弥散在石墨基体中，并采用石墨慢化，氦气作为冷却剂，由于氦气和全陶瓷的堆芯结构，高温气冷堆可实现很高的运行温度。

高温气冷堆的良好安全性来源于：石墨堆芯的高热容，堆芯构件的耐高温能力，燃料、结构材料、冷却剂、慢化剂间的化学稳定性和相容性，燃料颗粒包覆层对裂变产物的良好包容，氦气冷却剂的单相特性，堆芯固有的负温度反应性反馈和大的温升裕度。

模块式高温气冷堆的固有安全特性，是通过降低堆芯功率密度、专门的堆芯布置来实现，使得在假设的事故下通过自然的热量载出过程保证燃料温度不会超过限值，即裂变产物从堆芯释放到环境是可以忽略的。即使对很低概率的极端事故，在厂址边界上的累积裂变产物释放也降低于规定的保

护条例所允许的限值。

对 MHTGR 事故下放射性释放的控制能力的评价表明,即使针对包络分析条件,即只考虑不依赖操纵员动作和蓄电池的系统、结构和部件,释放到环境的剂量也只有美国联邦法规第 10 章第 100 款要求的一小部分。事实上,照射量如此之低,在用户需求中,保护条例不需要对公众进行撤离或隐蔽计划。评价证实,通过强调燃料包覆颗粒的裂变产物包容作用,采用包容体的设计方案也可以满足事故下放射性剂量准则。

2 模块式高温气冷堆的特征和典型参数

2.1 模块式高温气冷堆的安全特点

模块式高温气冷堆的主要设计特点如下:

(1) 采用三重包覆颗粒(TRISO)型燃料元件,包覆颗粒可以在直至 1600℃ 的燃料温度下包容放射性裂变产物。

(2) 反应堆的堆芯设计成在任何事故下燃料最高温度不会超过 1600℃。

(3) 不需要采用能动的堆芯冷却来排出事故后的衰变热。衰变热可以通过被动热传导机制(热传导、热辐射、自然对流)导出到压力容器外的堆腔表面冷却器。堆腔表面冷却器是一回路舱室内、反应堆压力容器外的水冷却系统。

(4) 对于球床模块式高温气冷堆,反应堆停堆仅由可自由落入反射层孔道中的吸收体实现。

(5) 对于球床模块式高温气冷堆,燃料元件中重金属装载量取决于要求事故时进入堆芯的水引起的反应性小于全部反射层控制棒误抽出时引起的反应性,典型值为每燃料球 7g 铀。

(6) 作为一个包络事故,所有反射层控制棒提升可被关闭一回路循环风机所控制,且燃料元件的最高限值温度 1600℃ 不会超过。

(7) 经过在气冷堆、高温气冷堆中的成功实验和测试,石墨被用于堆芯的高温区,包括燃料元件和堆内构件。在燃料元件最大可能的温度 1600℃ 下,温度引起的石墨失效是不可能的。

(8) 使用单相的惰性气体氦气作为冷却剂,它在化学上是惰性的,对中子是透明的。

(9) 由于燃料元件对放射性的包容特性,和失压事故的响应特性,设计成承压的反应堆建筑是不合适、不必要的。事故后的任何时间反应堆建筑都是可接近的,因为放射性释放很小。

(10) 反应堆堆芯和蒸汽发生器被安装在分开的压力容器内,这样在一回路冷却失效时,不会发生部件超热的危险。这样布置还可提高维护和修理时的可接近性。

因此,模块式高温气冷堆核电厂具有固有安全特性,它保证反应堆在任何事故下,不借助能动的安全系统,反应堆燃料元件的温度不超过设计限值 1600℃,发生堆芯熔化、放射性大量释放的严重后果的概率很小。对于球床模块式高温气冷堆,它表现在以下三个方面的基本安全特性:

(1) 阻止放射性释放的多重屏障。反应堆设有三道安全屏障以阻止放射性释放,第一道屏障是全陶瓷型包覆颗粒燃料元件,直径为 0.5mm 的 UO_2 陶瓷核芯外面包覆一层低密度热解炭、两层高密度热解炭和一层碳化硅,组成直径约 1.0mm 的燃料颗粒。辐照试验和运行经验证明,在 1600℃ 高温下致密的 SiC 包覆层仍能保持其完整性,能把放射性裂变产物几近全部阻留在燃料颗粒内。第二道安全屏障是一回

路压力边界,它是由反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体和连接这两个壳体的热气管壳壳体组成,反应堆运行时氦气载热剂在三壳组成的压力边界内流动,壳体可排除发生导致压力边界破坏的可能性,不会发生放射性气体的大量释放;与壳体相连接的小口径管道(如燃料装卸管、测量管)发生断管的事故是可能的,被作为设计基准事故予以考虑。第三道安全屏障是“包容体”,它由一回路舱室、氦净化系统舱室、燃料装卸系统舱室等组成,它的作用是阻留放射性气体向周围环境释放。反应堆正常运行时包容体各舱室通过负压通风系统保持负压的状态,气体通过气体过滤器以后排出;当发生一回路失压事故时,部分氦气冷却剂被排放到反应堆包容体,使包容体压力升高,通过一套舱室气体爆破排放和降压后关闭的隔离系统,以保证气体有控制地释放,使对环境的影响降到最小。

(2) 余热排出的固有安全特性。在正常停堆的工况下,一回路主氦风机维持低流量运行,堆芯余热可通过蒸汽发生器传给二回路的启动和停堆回路,再传到最终热阱。同时事故后余热还可以通过氦净化系统排出。

在事故停堆的工况下,如发生一回路冷却剂失压的事故,主传热系统失效,堆芯余热可仅借助于热传导、热辐射等自然机理非能动地导出,从燃料元件,经过反射层石墨砌体、堆芯壳和反应堆压力容器将热量传至设置在堆腔混凝土壁面上的余热排出系统,通过自然机制把热量传至堆外。

即使余热排出系统失效,燃料元件最高温度也不会超过安全限值。因此,余热排出具有固有安全特性。

(3) 负反应性温度系数具有很大的反应性补偿能力。反应堆具有较大的燃料和慢化剂负反应性温度系数,并且在正常情况下燃料元件的最高温度与其允许的温度限值之间还有相当大的裕度,因此借助于负反应性温度系数所提供的反应性补偿能力,当发生正反应性引入事故时,反应堆可以依靠自身的负反应性温度系数的反应性补偿能力实现自动停堆。

2.2 典型的模块式高温气冷堆的主要设计参数

2.2.1 HTR-MODULE 主要设计参数

德国 Siemens/Interatom 公司设计的、采用蒸汽循环的 200MWth 球床模块式高温气冷堆 HTR-MODULE 的安全概念包括,即使所有主动冷却系统失效,全部失去冷却剂,仅依靠非能动系统和固有安全特性,燃料元件的温度不会超过设计限值,因此放射性裂变产物不会从燃料元件中释放出,从而在正常运行和各种假设的事故工况下,不会对环境造成严重危害。

HTR-MODULE 的主要技术特点包括,TRISO 包覆燃料颗粒,单区、瘦长的球床堆芯,钢制压力容器,反应堆压力容器与蒸汽发生器壳体肩并肩布置,反应堆压力容器与蒸汽发生器间用同轴套管(热气管及其壳体)相连,直流蒸汽发生器,不承压的包容体。基本结构示意图见图 6.2-17,主要设计参数见表 6.2-2。

表 6.2-2 HTR-MODULE 主要设计参数

参 数	数 值
反应堆热功率	200MW
净电功率	80MW
平均功率密度	3.0MW/m ³
堆芯装载燃料元件数	360 000 个
燃料元件直径	6cm

续表

参 数	数 值
燃料元件	低富集度铀, TRISO, 球形
每燃料元件装铀量	7g
燃料循环方式	平均 15 次通过堆芯
活性区高度	9.43m
活性区直径	3.0m
堆芯氦气出口温度	700℃
堆芯氦气入口温度	250℃
氦气流量	85kg/s
氦气压力	6.0MPa
氦气在活性区流动方向	向下
压力容器类型	钢
氦风机类型	离心式, 电动油润滑立式
蒸汽发生器	直流式
给水温度	200℃

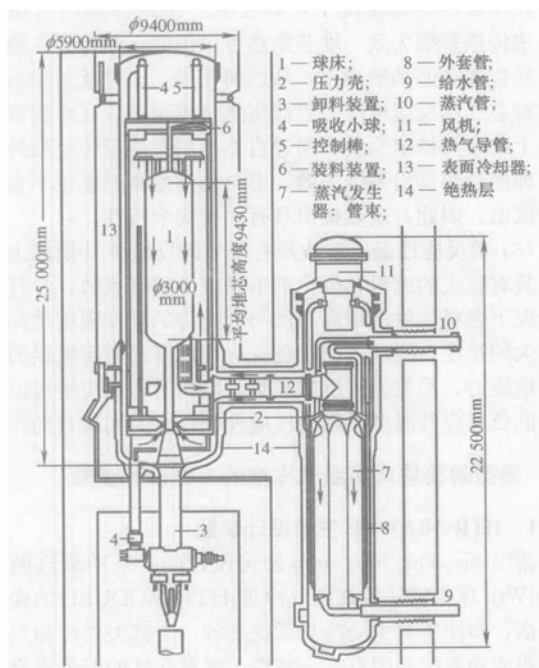


图 6.2-17 HTR-MODULE 示意图

2.2.2 GT-MHR 主要设计参数

GT-MHR(Gas turbine Modular Helium Reactor)是在美国 GA 公司设计的 MHTGR 的基础发展起来的。

GA 设计的棱柱状 MHTGR 采用钢制压力容器、反应堆压力容器与蒸汽发生器壳体肩并肩布置、事故下保证最高燃料温度不超过设计限值、保证足够的安全和部件的裕量的大框架下,通过采用环形活性区布置方案,提出了热功率 250、350、450MW 等一系列 MHTGR 方案,并最终发展到 600MWth 的 GT-MHR 设计方案。

MHTGR 的基本特点是,被动安全系统,钢制压力容器,环形堆芯,棱柱状燃料元件,低富集度铀燃料,直流蒸汽发生器,标准蒸汽参数为 538℃、17.3MPa。燃料元件的示意图见图 6.2-9,堆芯的结构示意图见图 6.2-18。

GT-MHR 由俄罗斯与美国共同设计,通过增加热功率到 600MW,并由蒸汽发生器驱动的蒸汽循环改成直接氦气透平循环,提高发电效率,提高经济性。

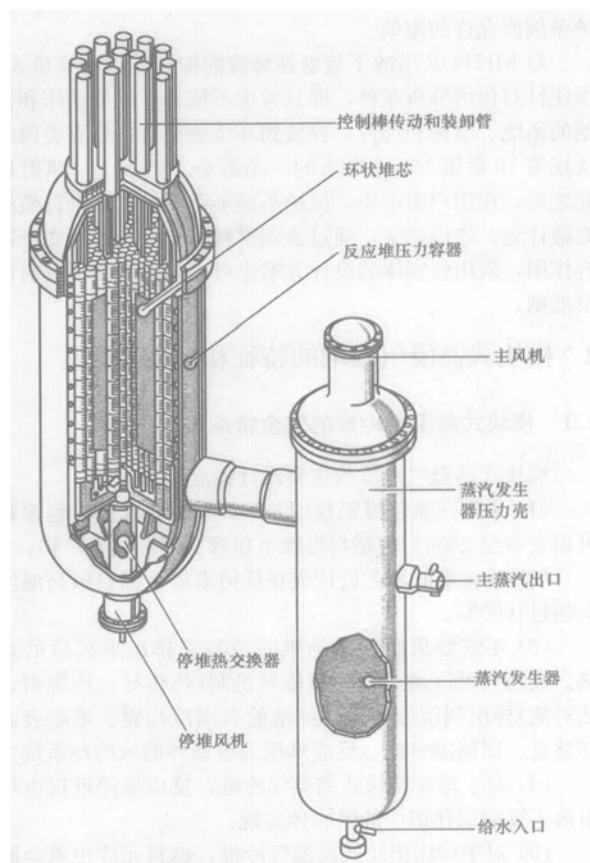


图 6.2-18 MHTGR 一回路布置

GT-MHR 的主要技术特点与参数为棱柱状燃料,环形堆芯,武器级钚为主要燃料;钢制压力容器;氦气压力 7.07MPa,堆芯入口、出口氦气温度为 510、850℃;采用立式单轴直接氦气透平,发电效率 47%;保持固有安全特性。堆芯及氦透平示意图见图 6.2-19,主要设计参数见表 6.2-3。

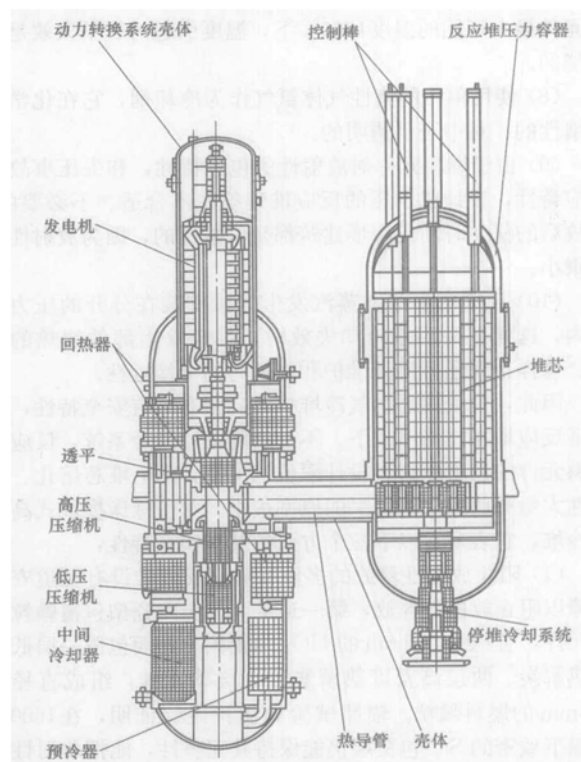


图 6.2-19 GT-MHR 的堆芯及能量转换单元

表 6.2-3 GT-MHR 主要设计参数

参 数	数 值
反 应 堆	
反应堆热功率	600MW
电厂总电功率	285MW
电厂净电功率	278MW
发电效率	47%
平均功率密度	6.5MW/m ³
活性区高度	7.93m
活性区等效外直径	4.93m
活性区等效径向厚度	0.93m
堆芯氦气入口温度	490℃
堆芯氦气出口温度	850℃
堆芯氦气流量	316kg/s
一回路氦气压力	7.07MPa
透平机械	
转速	3000r/min
透平入口氦气温度	850℃
透平出口氦气温度	510℃
气体膨胀比	2.7
气体压缩比	2.8
回 热 器	
回热器功率	625MW
回热器热侧入口温度	510℃
回热器热侧出口温度	125℃
回热器冷侧入口温度	105℃
回热器冷侧出口温度	490℃
预 冷 器	
预冷器功率	173MW
预冷器氦气入口温度	125℃
预冷器氦气出口温度	26℃
氦气流量	318kg/s
冷却水流量	996kg/s
间 冷 器	
间冷器热功率	133MW
间冷器氦气入口温度	107℃
间冷器氦气出口温度	26℃
冷却水流量	983kg/s

2.2.3 PBMR 主要设计参数

南非 PBMR 是采用环形堆芯、氦气直接循环的球床模块式高温气冷堆。在经历单区堆芯的 226MW、双区球床(中心石墨球)的 265、302MW 和双区中心柱的 400MW 等不同方案研究后,2006 年的技术方案是中心石墨柱、环形堆芯活性区外直径 3.7m、内直径 2m、高度 11m,热功率 400MW,堆芯氦气进出口温度为 500、900℃,三轴卧式氦气直接透平。PBMR 的主要设计参数见表 6.2-4。

表 6.2-4 PBMR 主要设计参数

参 数	数 值
反应堆热功率	400MW
净电功率	>165MW
平均功率密度	4.78MW/m ³
堆芯装载燃料元件数	450 000 个
燃料元件直径	6cm
燃料元件	低富集度铀; TRISO; 球形
每燃料元件装铀量	9g
燃料循环方式	平均 6 次通过堆芯
活性区高度	11.0m
活性区外直径	3.7m
活性区径向厚度	0.85m
堆芯氦气出口温度	900℃
堆芯氦气入口温度	487℃
氦气流量	185kg/s
氦气压力	约为 9MPa
氦气在活性区流动方向	向下
压力容器类型	钢
能量转换单元	单轴卧式直接氦气循环

2.2.4 HTR-PM 主要设计参数

在 10MW 高温气冷实验堆(HTR-10)的基础上,中国设计的二十万千瓦级球床模块式高温气冷堆核电站(HTR-PM)的主要设计参数见表 6.2-5。

表 6.2-5 HTR-PM 主要设计参数

参 数	数 值
反应堆热功率	458MW
反应堆额定电功率	190MW
一回路氦气运行压力	9.0MPa
堆芯出口氦气平均温度	750℃
堆芯入口氦气平均温度	250℃
氦气质量流量	176kg/s
反应堆设计寿命	40a
电站可利用率	90%
堆 芯 体 积	
燃料区体积	96.4m ³
中心石墨柱直径	2.2m
环形燃料区内径/外径	2.2/4m
堆芯活性区等效高度	11m
石墨反射层尺寸	
侧反射层厚度	810mm
顶反射层厚度	800mm
底反射层厚度	2800mm
碳绝热层尺寸	
侧面碳绝热层厚度	210mm
顶部碳绝热层厚度	400mm
底部碳绝热层厚度	800mm

续表	
参 数	数 值
堆内金属构件	
堆芯壳内径	6300mm
堆芯壳高度	19 130mm
燃 料 元 件	
燃料类型	UO ₂
燃料颗粒类型	TRISO
燃料元件直径	6.0cm
新燃料 U-235 富集度	9.45%
单个元件重金属含量	7.0g
平均燃耗	80GwD/tU
堆芯平均功率密度	4.75MW/m ³
堆芯内燃料元件总数	52 万个
燃料循环方式	多次循环
循环次数	6
反射层控制棒数目	24 个
吸收球停堆孔道数目	8 套
反应堆压力容器	
反应堆压力容器内径	6700mm
反应堆压力容器高度	25 169mm
热 气 导 管	
热气导管壳体外径/内径	2140mm/1900mm
热气导管壳体长度	3670mm
蒸汽发生器壳体	
筒体内径(上/下)	4660/4400mm
总高度(包括风机壳)	24 052mm
蒸汽发生器	
形式	螺旋管式
蒸汽发生器功率	396MW
出口蒸汽压力	14.17MPa
出口蒸汽温度	543℃
蒸汽发生器给水温度	204.8℃
主汽阀前蒸汽流量	154.72kg/s
再 热 器	
再热器功率	67.5MW
再热汽阀前蒸汽流量	149.7kg/s
再热蒸汽出口压力	3.02MPa
再热蒸汽出口温度	543℃
主 氮 风 机	
风机类型	立式单级离心风机
风机数量	1 台
风机额定转速	3200r/min

3 反应堆堆芯

3.1 堆芯的构成

在以下关于高温气冷堆性能、设备、系统等描述中，都以我国自行设计的双区球床模块式高温气冷堆核电站 HTR-PM 为蓝本。

反应堆堆体由反应堆压力容器、金属堆内构件、石墨和碳砖堆内构件、由燃料元件组成的球床堆芯、控制棒及其驱

动机构、吸收球停堆系统等组成。图 6.2-20 所示为反应堆堆体剖面图。与堆芯直接相关的还包括热气导管、蒸汽发生器、氮风机、燃料装卸系统、氮净化系统等。

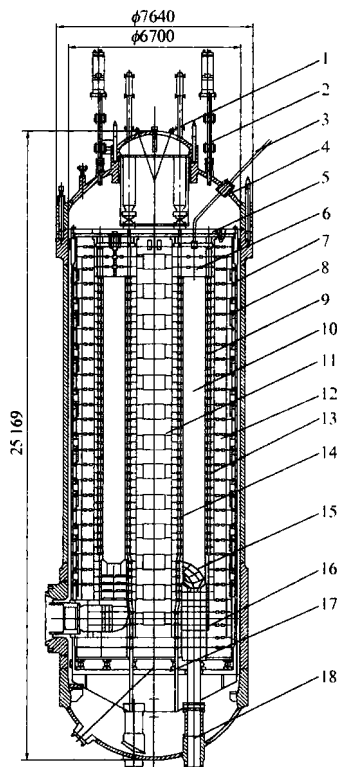


图 6.2-20 反应堆堆体剖面

- 1—吸收球停堆系统；2—控制棒系统；3—装料管；4—反应堆压力容器；5—上支撑环板；6—顶部反射层；7—堆芯壳；8—含硼碳砖结构；9—侧反射层；10—堆芯腔室；11—中心石墨柱；12—冷氮气孔道；13—控制棒孔道；14—吸收球孔道；15—底部反射层；16—热气混合室；17—下支撑板；18—卸料管

反应堆堆芯是由陶瓷堆内构件砌体构成的环形腔室。环形球床堆芯腔的等效高度 11.60m，保证堆芯等效高度 11.00m，外直径 4.00m，内直径 2.20m，平衡态堆芯内装燃料元件球 520 000 个，中心为直径 2.20m 的石墨柱区。采用环形球床堆芯目的是为了降低事故工况下燃料元件的最高温度，以提高反应堆的热功率。燃料元件球直径为 60mm，燃料元件通过 3 根装料管由堆芯上部装入堆芯；在堆芯锥形底部有 3 根直径为 500mm 的卸料管，用于卸出燃料元件。卸料管的直径足够大，可避免燃料元件的“搭桥效应”。

陶瓷堆内构件分为顶部反射层、侧反射层、底部反射层和中心石墨柱四部分。反射层结构由内向外又分为石墨反射层和含硼碳砖结构。石墨反射层结构主要作为活性区的中子反射层，外层碳砖因其导热系数较小，含有热中子吸收材料硼，因此它具有隔热和吸收热中子的作用。整个石墨反射层结构在高度方向由多层石墨块组成，每层石墨块在圆周方向又等分成 24 块，各石墨块之间由石墨销键连接，起到定位和减少氮气漏流的作用，并使石墨砌体形成一个整体结构。侧石墨反射层又分为两层，均为扇形砖，外层为起支承作用的永久性结构；内层为可更换的石墨砖结构。外层石墨砖有 48 个冷氮气孔道，直径为 160mm，内层石墨砖内有 24 个控制棒导向孔道，直径为 130mm。中心石墨柱也由两层石墨砖组成，中央是起支承

作用的石墨结构,布置了4个氦气冷却孔道,孔道直径为200mm;外围8块环形石墨砖,每块环形石墨砖上有3个吸收球停堆系统的孔道,直径为90mm。顶反射层分两层,每层由24块扇形石墨砖组成,在顶反射层内有三个均布的供球管。底反射层上部由不规则的石墨砖组成,下部有热气混合室,由堆芯出来温度不均匀的热氦气经热气混合室的环道结构混合后再经热气导管通入再热器和蒸汽发生器。整个堆芯陶瓷结构设置在金属堆芯壳内,堆芯壳支承在反应堆压力容器内,堆芯壳与压力容器通过250℃的冷氦气进行冷却,以保证金属结构不承受高温。

堆内金属构件由堆芯壳、上支撑环板、下支撑板、支撑滚珠、压块和管件等组成。堆芯壳是一个薄壁型焊接直筒结构,通过24组圆周均匀分布的支撑滚柱组件支撑在压力容器筒身下部的支撑台上,允许堆芯与石墨构件自由热膨胀,还可以减低对压力容器材料的快中子辐照水平。堆芯壳与压力容器壁之间的环形间隙充以250℃冷氦气。堆芯壳上端是一块厚度为200mm的上支撑环板,主要起增加堆芯壳组件顶部刚度和定位压块的作用。整个堆芯和陶瓷结构支承在下支撑板上。下支撑板由两种扇形板组成,将下支撑板分成内、外两个环,外环由12个扇形板组成,每块扇形板由5个支承滚珠支撑;内环由3个扇形板组成,每块扇形板由3个支承滚珠支撑。堆内金属构件提供合理的设计使控制棒孔道、吸收球停堆系统管道、燃料元件装料管、热气导管引出管以及堆内热电偶组件等贯穿这些构件。

燃料元件为全陶瓷型包覆颗粒球形燃料元件,直径为60mm,其中直径为50mm的球芯为均匀地弥散了燃料包覆颗粒的石墨基体,元件的外区为5mm厚的不含燃料的石墨球壳。燃料包覆颗粒的核芯为0.5mm的 UO_2 小球, ^{235}U 的富集度为9.45%,外面包有三层热解炭和一层 SiC ,包覆后的颗粒直径为0.92mm。每个燃料元件的重金属含量为7g,设计的平均燃耗为80 000MWd/tU,燃料元件通过多次循环使乏燃料元件达到的燃耗比较均匀。

反应堆采用球形燃料元件连续装卸料的运行方式。三根装料管穿过压力容器顶封头进入压力容器内,通过反射层上部,从堆芯上部将燃料元件装入堆芯,燃料元件在堆芯球床内按特定的流线和速度自上向下流动,由堆芯的三个锥形底部通道进入直径为500mm的三个卸料管,通至反应堆压力容器外,然后通过单列器使燃料元件球单列化排出,通过碎球分离器将少量破损燃料元件的碎片和形状或尺寸不符合要求的燃料元件分选出来,送至碎球储存罐储存;完好的燃料元件通过燃耗测量装置进行燃耗测量,将一部分未达到设计燃耗值的燃料元件重新装入堆芯作再循环,将另一部分已达到设计燃耗的燃料元件输送到乏燃料缓冲储罐储存。在反应堆运行期间,燃料元件连续不断的循环,在平衡态满功率运行条件下,每天循环燃料元件总数为4908个,其中需加入新燃料元件818个,相应每天卸出的乏燃料元件也为818个。

反应堆设置两套独立的停堆系统,即控制棒系统和吸收球停堆系统。控制棒系统由设置在侧反射层孔道内的24根控制棒组件组成,控制棒组件总长5.75m。控制棒驱动机构装在压力容器顶盖上,它采用磁阻式步进电机驱动,通过与减速装置相连接的链条机构使控制棒提升或下降,在失去电源时控制棒可以在重力作用下落到其最低位置,使反应堆停堆。控制棒系统的反应性当量能满足功率调节、紧急停堆、热停堆的要求。

在堆芯中心石墨柱内开有8套碳化硼吸收球孔道,用于

吸收球停堆系统。吸收球停堆系统驱动装置设置在堆芯顶部、反应堆压力容器内,直径为6mm的、 B_4C 重量含量为25%的吸收球放置在堆内构件上部的储球罐中。当反应堆需要冷停堆时,存放在堆芯上部储球罐中的吸收球,依靠重力落入吸收球孔道,使反应堆从任何状态进入冷停堆状态,当反应堆要重新启动时,吸收球可以通过气体输送系统被回送至储球罐内。

反应堆压力容器为立式的圆柱形壳体,内径为6700mm,总高度为25 169mm,筒体部分壁厚为192mm,压力容器顶盖与下部筒体用法兰联接,并采用 Ω 环焊接密封结构。压力容器顶盖上设有控制棒驱动机构的接管结构;压力容器上设置燃料装卸管、吸收球停堆系统输气管和测量仪表管的接头或贯穿件;其侧面在热氦气混合腔室高度,有一个直径为1840mm的大孔,与热气导管壳体用法兰相连接。反应堆压力容器的4个支撑架均匀地布置在热气导管接口中心线的水平面上,支撑在一回路混凝土舱室壁上。反应堆压力容器与蒸汽发生器壳体、热气导管壳体构成阻止放射性释放的第二道屏障。

反应堆的额定热功率为458MW,堆芯平均功率密度为4.75MW/m³。反应堆堆芯用氦气作为冷却剂,一回路系统氦气工作压力为9MPa,额定工况下冷却剂质量流量为176kg/s。温度为250℃的冷氦气由一回路主循环风机压送入反应堆压力容器后,通过侧反射层石墨块内的冷却剂孔道自下而上进入堆芯顶部,然后自上而下流过堆芯球床和中心柱区的孔道,被加热后进入堆芯底部的热气混合室。由堆芯球床出来的不同温度的热氦气在热气混合室中充分混合后,平均温度为750℃的热氦气通过热气导管进入再热器和蒸汽发生器,再通过主氦风机升压后送回堆芯,完成闭合循环。

3.2 物理设计

3.2.1 物理特性

从反应堆物理角度看,球床式高温气冷堆具有如下特点:用石墨作为结构材料、反射层和慢化剂,石墨慢化比高,中子吸收截面小;用包覆颗粒形式的低富集度铀(LEU)燃料元件;燃料颗粒近似均匀地分散在石墨中;堆芯采用氦气作为冷却剂,它对中子近乎透明;堆芯平均工作温度较高;堆芯连续地装载新元件与卸出乏燃料元件,同时部分燃耗的燃料元件还将通过堆芯若干次;燃料球随机地堆积在堆芯;不需要过剩反应性来补偿燃耗,仅需补偿负荷变化下的氙毒;能达到较高的平均卸料燃耗。因此,高温、氦冷却剂、石墨慢化及包覆颗粒燃料四个特点使高温气冷堆在物理上具有许多独特之处。

直径在1mm左右的包覆颗粒燃料弥散在石墨基体中,从反应堆物理观点来看是一种准均匀分布,热中子的自屏因子非常接近1,燃料及转化材料的共振积分,比大多数热中子堆大2~3倍。因此,热中子的非均匀效应不如其他反应堆明显,燃料的利用更为有效。

包覆颗粒结构在高温下阻滞和包容裂变产物的性能很好,可以达到很高的温度,保证安全性,同时可以达到高的燃耗。燃耗深,裂变产物浓度高,这也是高温气冷堆的一个重要特点。

石墨作为慢化剂,功率密度较小,石墨的慢化能力较差,但石墨的中子吸收截面小。所以,慢化剂对燃料的原子数密度比(简称碳铀比)可以比轻水堆相应的值高很多,而不会造成慢化剂对中子的过多吸收。由于碳铀比可设计得高,临界装量就小(碳铀比过高时,石墨吸收及临界装量也会变

大),虽功率密度较低,但燃料比功率(即单位重量的重金属发出的功率)仍然很高。特别是燃料的准均匀分布,使得它的传热面积比较大,因而也允许它的比功率可设计得很高。对于总功率确定的反应堆,比功率设计得高,燃料初装量就小,初始投资也就小。

高温气冷堆慢化剂及冷却剂的中子吸收小,也没有金属包壳的寄生俘获,因而“中子经济”性比较好,可以得到较高的转化比。尤其可以选钍作为转化材料,充分利用 ^{232}U 在热谱上的高 η 值。热中子堆的比功率一般比快堆大得多。所以一旦实现增殖,尽管增殖比BR刚超过1不多,但也是具有相当的竞争力的,至少可以作为快中子增殖堆的补充手段。因此,热增殖堆是利用Th资源的最好途径,而快堆适于采用 ^{238}U — ^{239}Pu 循环。

同时,在追求固有安全性的目标下,为了保证在事故后,不采用堆芯强迫冷却的措施,就可以把堆芯衰变余热通过热传导、热辐射等方式传到堆芯外,模块式高温气冷堆普遍采用瘦长堆芯,甚至环形堆芯,这种堆芯形式从中子经济学的角度是不经济的,但从安全角度是有利的、必要的。

3.2.2 分析内容

球床式高温气冷堆物理计算需要分析的内容包括:停堆系统的有效性;燃料元件和反射层结构的快中子注量;燃料元件中的裂变产物积累量;正常运行状况下裂变产物的释放率;燃料循环的裂变物质积累量;堆芯的短期和长期动态行为;氙和钐对反应性的影响;燃料元件在堆芯的流动行为;燃料装料方式;堆芯初装堆到平衡堆芯的过渡过程;事故过程分析(堆芯失去冷却、反应性事故、堆芯进水事故、堆芯进空气事故、裂变产物的释放);临界分析(由核素、富集度、包覆颗粒设计构成的堆芯);堆芯中子注量率、裂变物质、功率密度的分布;裂变物质的燃耗、钍同位素和次铀系元素的积累;停堆的反应性需求以及反应性系数。

3.2.3 球床式高温气冷堆典型计算程序包VSOP介绍

VSOP是德国Juelich研究中心开发、把一些经过验证的反应堆物理计算程序连接在一起形成的程序系统。它可用于各种类型的热中子反应堆。由于程序已广泛地用于采用球形燃料元件的高温气冷堆的发展工作,它考虑了包覆颗粒球形燃料元件的特点。程序包包括截面加工、燃料元件和反应堆设计、中子能谱计算、二维或三维扩散计算、燃料倒料和燃耗计算、球床高温堆热工水力学计算等子程序。VSOP中的基本计算方法和计算模块说明如下。

3.2.4 球床堆物理分析主要计算方法

3.2.4.1 谱计算

(1)有效共振积分。同位素Th-232和U-238共振积分由ZUT-DGL程序求出,它考虑了燃料颗粒的双重非均匀性效应。相应的吸收截面可传到GAM程序计算中去,它们被加到GAM库的本底吸收截面上。这个本底截面是与块效应和温度效应无关的。运算一个VSOP问题之前,必须先准备所考虑组件不同温度的共振吸收截面,储存到数据文件中。VSOP在反应堆正常运行或事故工况模拟计算的各谱区计算中使用这组截面,与温度有关的截面在相应截面组间通过线性内插来得到。

(2)快谱计算。GAM程序用于快谱计算。在能量10MeV~0.414eV范围内分成68群,在栅元中材料均匀化分布,采用P1近似,相邻谱区的中子泄漏由曲率项来考虑,由整堆扩散计算给出。

(3)热谱计算。THERMOS程序用于热谱计算。在0~

2.05eV能量范围内分成30群,采用一维栅元计算。同时考虑了燃料元件所含的包覆颗粒结构。与其他谱区的中子交换由泄漏项的反照率来考虑。由快谱和热谱计算得到中子注量率来形成宽群截面,用于其后的扩散计算。宽群数在2~10群之间。热群只能选择为1群。通常计算中宽群取4群,其中热群1群,快群(含超热群)3群。

(4)反应堆堆芯。球床堆芯的燃料元件按随机方式排列,其填充因子为0.61,空隙率0.39。球床堆芯的特点是,堆芯除燃料区、石墨区外,还有一个顶空腔区。

3.2.4.2 堆芯反应性计算

堆芯反应性计算由求解中子扩散方程的细网有限差分程序CITATION来实现。能群为4群,采用二维(r, z)几何。燃料元件在堆芯活性区中按划分的曲线网格计算和流动,按层、batch来划分;而CITATION差分计算,使用的是矩形网格。在VSOP和CITATION之间将进行截面、通量等在不同的空间网格上的转换。将VSOP得到的宏观截面将转换成CITATION的形式,CITATION得到中子注量率,再转换到VSOP各层的通量,用于燃耗计算。

3.2.4.3 燃料燃耗和倒料

燃耗分成两种燃耗步长:大燃耗步长和小燃耗步长,在大燃耗步长下重复扩散计算,给出功率和通量分布,也可以重复谱计算,大时间步长再细分若干小时间步长,在这些小时间步长上保持通量分布不变,但其绝对值被调整到堆芯产生的功率,以补偿裂变同位素的燃耗,在小时间步长求解同位素燃耗方程,给出各同位素的核子密度的变化。

燃料倒料是通过定义不同的燃料类型和设置不同的储存盒,按照规定的方式进行倒料的。

3.2.4.4 再启动

程序有再启动功能。通过该功能可方便的进行下列计算:各种装料方式,反应性控制系统性能,反应堆停堆,温度系数,进水效应,在事故时的瞬态情况的热工水力学评价等工况的模拟。

3.2.4.5 控制棒及吸收球系统计算

高温气冷堆的控制棒和吸收球价值计算,采用VSOP谱计算出堆芯和反射层参数,控制棒吸收体和吸收球区的截面通过二维SN方法,考虑控制棒和吸收球系统的结构和布置,按堆芯泄漏谱归并出其截面。再通过CITATION的二维或三维计算给出控制棒或吸收球的价值。

3.2.5 方法的特殊性

由于高燃耗,裂变产物的浓度及其中子吸收都比较大,所以高温气冷堆需要详细处理裂变产物的累计,不再像通常那样用一组或数组产物来等效所有的裂变产物。在VSOP程序中,燃料球在堆芯的流动也是中子物理计算中要特殊处理的。高温气冷堆中存在许多冷却剂流道,对中子计算犹如真空一样。另外,还有控制棒抽出时留下的一些空洞。在球床堆中球隙是通过体积均匀化来修正的。柱状元件中平行的冷却剂流道对轴向泄漏影响较大。扩散系数要作专门的修正,其他截面可按体积均匀化方式处理。如果栅元计算中已计及这些流道,则额外的修正就不必要了。高温气冷堆中往往还存在一些大的空腔,如加料孔道及球床顶部的顶空腔。这些地方扩散理论已完全失效,而必须采用输运理论。通常用精确理论计算出等效的扩散系数,然后再作扩散计算。

3.2.6 燃料循环与燃料管理方式

高温气冷堆可采用多种燃料循环方式,尤其球床堆可以很容易的实现不同循环方式间的过渡,而不必更换堆体结构。这主要是因为包覆颗粒可以适用于各种可裂变燃料及转

化材料,其体积、大小、装置、碳铀比、铀钍比及非均匀性都可以在较大的范围内变化,在其他堆中是没有这样大的灵活性的。但是,由于高温气冷堆燃料在芯部的准均匀分布,共振吸收一般都比较小,所以必须采用富集铀(3%以上)。燃料的循环方式,总括起来可分为二类:闭合燃料循环和不闭合燃料循环。前者对燃料作后处理再加工,后者则不进行。在不作后处理的情况下,尽量实现深燃耗,以保证卸出后乏燃料在现阶段已无任何的经济价值。也可以将高温气冷堆的燃料循环区分为用钍和不用钍做转化材料两类。

反应堆运行时,随着燃料的加深、裂变产物的积累,必须及时补给和更换燃料。不同的燃料管理方式对反应堆的物理特性具有重大影响。球床堆和棱柱型堆在燃料的更换及补给方式上有很大差别,从而堆芯的通量及功率分布也有很大不同。

对于棱柱状高温气冷堆,多采用停堆换料方式,但会降低电厂的利用率。另外,不能经常停堆也就不能经常换料,这就意味着必须具备较大的后备反应性,这就增大了控制棒或可燃毒物上的中子吸收损失。在这方面,运行换料能克服这些缺点。但要实现堆芯所有元件的运行换料是困难的,因为极难使每个元件都配有换料孔道。为此实现部分运行换料是一个好办法。所谓“补给—增殖”系统就是这样提出来的。在这一概念中,把堆芯分成两部分,一部分是仅有燃料没有转化材料的补给元件组成的补给区,占芯部体积的25%左右,另一部分是转化材料为主的增殖元件组成的增殖区,占芯部体积的75%左右。增殖区保持转化系数CR为1,采用停堆换料方式。因为CR=1,所以消耗的燃料自身得到了补给,它的换料可以设计得与整个动力厂的总维修同步。增殖区通常是次临界的,所以补给区是必要的。随着燃料的贫化,补给区必须不断换料,这就得采用运行换料方式。在这种系统中,补给元件和增殖元件是分开的,仅对增殖元件加工处理,从中提取新生的核燃料。

对于球床式高温气冷堆,采用多次通过的燃料循环时,一个燃料球要通过堆芯几次才能达到制定的燃耗深度。达到了最终燃耗值的球由燃耗测量装置挑选出来,不再循环使用而以新球代替之。这样,堆芯内各种燃耗深度的球是混合的,所以燃耗分布是相当均匀的,这就是多次通过的概念。THTR-300就是采用这种多次通过的方式,每个球通过芯部平均为6次。

与多次通过方式相对应,还有一次通过(OTTO)的管理方式。这就是将球的流动速度放慢,只通过堆芯一次就达到了最终燃耗值,因而上部只装入新球,底部卸出的球全部不再返回。这种概念省掉了燃耗测量装置。由于新的球集中在顶部,而燃耗深的、裂变产物浓度高的球集中在底部,中子通量从堆芯顶部到底急剧下降,在堆芯上部出现一个高功率密度区。冷却剂氦气从顶部进入,其温度是芯部最低的,这正好保护了高功率密度区的燃料元件。

在棱柱状高温气冷堆中,有时也采用“一次通过”的术语,但概念是不同的。因为柱状元件不能连续流动,它是将柱状元件堆中不作再循环的管理方式称为“一次通过”,而球床堆的“一次通过(OTTO)”是相对于多次通过来说的。

对于HTR-PM,采用6次通过的倒料方式。在平均卸料燃耗80 000 MWd/tU下,每天投、卸燃料元件数为4908个。投料中,818个是新燃料元件,4090个是再循环燃料元件;卸料中,燃耗最深的818个燃料元件作为乏燃料卸出堆外,其余4090个燃料元件作为再循环燃料元件。

3.2.7 中子能谱特性

高温气冷堆石墨慢化剂的慢化能力比水差,而且常常装有大量转化材料,从而重金属总装量相当高,其中转化材料的共振吸收往往很强烈,整个堆的温度又很高,所以中子能谱比较硬,可以相当大地偏离1/E谱及麦克斯韦热谱。

提高逃脱共振吸收几率才需要 $N_c/N_{HM} > 300$,使中子谱软些。如若为了提高转化比,一般希望慢化不充分一些,这样既压低了石墨的中子吸收,又增大了转化材料的共振吸收,所以转化堆的中子能谱应当硬些,即 N_c/N_{HM} 应当适当低些。较硬的中子谱泄漏损失会增加,但增大堆的尺寸或围上增殖层等可以克服这个缺点。

由于高温气冷堆能谱偏离1/E及麦克斯韦热谱比较大,所以需要进行详细的能谱计算。

在能谱计算中,高温气冷堆还有两个特殊问题。

(1) 由于石墨温度高,中子的向上散射必须考虑到中子能量为4eV左右的中子。因此热谱计算的切割能常取在2eV到4eV之间(水堆一般取1eV左右)。石墨的散射核模型在低温下必须考虑石墨的化学键及晶体结构,即采用较复杂的晶体模型。只是在温度高达1200K时,原子热运动才远远大于这种束缚能,从而可采用较简单的自由气体模型。由表6.2-6可看到,300K时,因忽略化学键而采用自由气体模型, k_{eff} 偏高可达2.4%,但1200K时, k_{eff} 只高0.4%。另外,虽然燃料的颗粒结构是一种准均匀分布,热中子自屏因子接近于1,但在热化计算中仍然要通过等效性原理考虑它引起的非均匀性。

表 6.2-6 若干碳铀比下晶体核及自由气体核引起的有效增殖常数差异

C/ ²³⁵ U 原子比	有效增殖常数差(%) = $(k_{eff}(\text{晶}) - k_{eff}(\text{自}))/k_{eff}(\text{自}) \times 100(\%)$	
	300K	1200K
300	-0.162	-0.159
900	-0.787	-0.296
2500	-1.70	-0.426
5000	-2.19	-0.405
10 000	-2.45	-0.344
12 500	-2.42	-0.315

(2) 共振吸收在高温气冷堆中对能谱影响很大,需要详细处理。首先,由于热中子谱硬,某些低能共振²³⁵U、¹³⁶Xe及Pu等变得比较重要,不能忽视。其次,包覆颗粒结构提出了一个双重非均匀性问题,即包覆颗粒的微观不均匀性及燃料元件(球或棱柱状组件)的宏观不均匀性。它的处理通常利用等效关系或能量相关的自屏使微观结构均匀化,然后再按栅元进行计算。高温气冷堆的共振处理是很重要的,因为它直接影响到反应性、转化系数以及多普勒温度系数,从而对整个堆的燃耗行为及安全特性产生重大影响。

在低富集度铀的循环中累积的Pu-240,后处理的好处不大,因为Pu-239的热吸收截面比U-235大,所以大部分在堆芯内烧掉了。对它们作后处理往往是为了限制放射性水平,以便于储存。

3.2.8 反应性控制

在高温气冷堆中,需要控制的影响反应的因素通常归纳为如下几点:

(1) 反应堆冷态低温及高温运行条件下的反应性变化,这与温度系数及温差有关。

(2) 停堆后裂变产物的衰变, 如 $^{135}\text{Xe} \rightarrow ^{135}\text{Cs}$ 。

(3) Th 循环中 ^{233}Pa 衰变为 ^{233}U , ^{238}U 循环中 ^{238}Np 衰变为 ^{238}Pu 。

(4) 最大事故的补偿。

(5) 反应性调节。

(6) 氙中毒的补偿。

(7) 成批或不连续装料的燃耗补偿。

(8) 空间氙振荡的阻尼。

(9) 初始清洁堆芯与运行后因裂变产物、重同位素累积引起的反应性差异。

通常, 在上述9项反应性中, 第(1)项到第(4)项是停堆后插入控制棒来补偿的反应性。因为是停堆后插入, 所以并不引起中子损失。第(5)项到第(8)项常称为过剩反应性, 它们要求控制棒开始时就插入临界反应堆内, 以便运行期间可以通过提棒来补偿反应性。所以, 这些过剩反应性是要引起中子损失的。第(9)项仅在启动阶段比较大, 运行一段时间后随着控制棒的抽出, 这种损失就会逐渐减小。

由于高温气冷堆运行在高温状态, 所以从冷态到高温之间温度变化极大。而且高温气冷堆一般具有负的温度系数, 所以为了把运行在高温的堆关闭(关闭后堆将降至室温), 就必须补偿很大的反应性。其次, 燃耗很深时, 燃料贫化及裂变产物累积所需要补偿的反应性就比较大。这些都使高温气冷堆需要的控制棒数量相当多。

3.2.9 温度系数

反应性随温度的变化率计算式为

$$\alpha_T = \frac{\partial \rho}{\partial T} \approx \frac{1}{k_{\text{eff}}} \frac{\partial k_{\text{eff}}}{\partial T}$$

变化率称为温度系数, 它在反应堆的安全特性中占有重要地位。若 T 是燃料温度就叫燃料温度系数, 若 T 是慢化剂温度就叫慢化剂温度系数。燃料温度上升时, 由于多普勒展宽, 燃料及转化材料等共振吸收一般都要增大, 逃脱共振几率就下降, k_{eff} 变小, 因而是负温度系数。慢化剂的温度变化主要影响热中子谱, 进而影响有效裂变中子数 η 、热中子利用系数 f 及热中子不泄漏率 P_{th} , 此外还将影响慢化剂及冷却剂的密度。慢化剂温度系数可能出现正值, 但总的温度系数一般都要求设计为负的。因为负温度系数才能使反应堆稳定运行, 正温度系数会使任何一个扰动越来越大。例如, 当扰动是一个正反应性时, 功率将上升, 于是温度跟着上升, 正反应性温度系数将使反应性进一步上升, 反应堆越趋不稳定。燃料温度系数又称瞬发温度系数, 因为燃料温度对功率变化的响应差不多是瞬时的, 而慢化剂及冷却剂却都有一个滞后。当反应堆内温度均匀变化时, 就得到二者的总效应, 相应的温度系数就叫等温温度系数或总温度系数。

温度系数, 加之低能共振的影响, 使得高温气冷堆的慢化剂温度系数在某些情况下会是正的。尤其在低富集铀反应堆中, 共振吸收因非均匀布置等有所减弱, 使瞬发负温度系数的贡献也减弱, 一些元素的正贡献甚至可能在一定的区域里使总的温度系数为正值。

高温气冷堆由于慢化剂是固体, 密度变化很小, 冷却剂氦气对反应性的影响又不大, 所以不可能产生有效的反应性密度系数。

高温气冷堆总温度系数一般都设计成负的, 但比大多数液体慢化剂反应堆要小得多。如水堆的总温度系数约为 $-10^{-4}/^{\circ}\text{C}$, 而大型高温气冷堆则为 $-10^{-5}/^{\circ}\text{C}$ 左右。温度系数常常随温度而变化。多普勒系数随温度增加而减少, 慢化剂温度系数在室温通常为负值, 但随温度升高也有一些变

化, 不过却比较小。高温气冷堆慢化剂温度系数相对比较固定。

同时, 高温气冷堆堆芯的工作温度虽然已经比较高, 但它与温度限值间的裕度还很大, 可以得到总的负温度反应性反馈也较大, 这是高温气冷堆安全性的主要保证。

3.2.10 停堆控制

在球床模块式高温气冷堆中, 控制棒系统可使在事故工况下的反应堆实现快速热停堆。吸收球停堆系统可使反应堆在正常工况和事故工况下达到并维持冷停堆状态。冷停堆的温度可根据需要设置为室温至 200°C 。

控制棒系统可实现快速热停堆, 需要补偿的反应性当量为: $100\% \sim 50\% \sim 100\%$ 范围内的功率调节所需反应性; 部分负荷下反应性补偿所需反应性; 最大的事故引入反应性及部分负荷/零负荷反应性(热)所需反应性。

吸收球停堆系统可实现冷停堆, 需要补偿的反应性当量为: $100\% \sim 50\%$ 范围内的功率调节所需反应性; 反应堆从热态满功率平衡氙到无氙所需反应性; 无氙下, 从热态到冷态温度所需反应性; 最大的事故引入反应性及停堆深度所需反应性。

3.2.11 初装堆

对于球床高温气冷堆, 初始的初装堆与长期运行后的平衡堆芯在组成和特性上具有较大的差别, 且需要一个运行过渡过程。和不同燃耗的燃料球多次通过的平衡堆芯相比, 对于还未经历燃耗的初装堆芯, 由于没有累积的裂变产物中的毒物作用, 其平均富集度应该比平衡堆芯的低, 因此常采用低富集度的燃料元件和纯石墨的元件混合形成初装堆芯, 或者添加一些含硼的吸收体元件球, 以提高初装堆中的燃料元件比例和初始富集度, 以使单球最大功率不超过限值。然后再逐步用燃料元件替换堆芯中的石墨元件, 并在适当时候采用平衡堆芯需要的富集度, 初步过渡到平衡堆芯状态。

与平衡堆芯相比, 初装堆(包括到平衡堆芯的过渡过程)由于重金属装载量低、裂变产物的毒物效应小, 其燃料温度系数较小, 慢化剂温度系数起主要作用, 且明显地为负值, 因此, 总的温度系数比平衡堆芯更显著地为负。因此, 初装堆芯的反应性平衡、控制特性需要专门研究、分析。

3.2.12 快中子对石墨寿命的影响

对于能量大于 0.1MeV 的快中子会对石墨结构造成损坏。辐照的初期石墨表现为收缩, 然后又开始膨胀。辐照过程中, 石墨的其他特性, 如热传导、杨式模量、膨胀系数、强度等也会发生变化。对于不同类型的石墨, 这些随辐照的变化特性都有实验数据, 可供设计分析。

另外, 高温气冷堆的设计中还必须防止魏格纳(Wigner)效应, 即在 200°C 以下辐照时, 石墨晶格的内能会上升, 然后会发生自然退火、突然能量释放和温度升高的现象。因此, 在高温气冷堆的设计中, 冷氦气的温度通常都设计在 250°C 以上, 以使魏格纳效应降至无关紧要的水平。

因此, 在高温气冷堆的反射层设计中, 要么控制快中子的注量率, 使得在整个寿期中快中子积分注量率不会达到使石墨形状发生回原点的临界度, 或者在运行一段时间后就更更换反射层。因此, 设计应保证石墨的体积不超过初始值, 堆芯结构不会产生附加应力。另外, 由于辐照温度和剂量而引起的石墨蠕变也应在石墨的应力分析中考虑。但石墨的辐照效应通常只需考虑反射层中靠近活性区的头 20cm 厚。

3.3 热工设计

3.3.1 热工水力设计任务

反应堆热工水力设计的任务是为反应堆提供一个与堆芯

产生的热量相匹配的传热能力，并为二回路系统提供一组合理的一回路压力、流量、温度等热工参数，确保满足各种工况下反应堆安全性的要求包括：

(1) 在正常运行瞬态(工况Ⅰ)下，运行参数和保护定值之间有足够大的安全裕量。在中等频率的预计运行事件(工况Ⅱ)下，必要时允许反应堆保护性停堆，但在采取校正措施之后能较快地恢复运行。设计应保证在工况Ⅰ和工况Ⅱ下，燃料元件不会产生破损。

(2) 在稀有事故和极限事故(工况Ⅲ和工况Ⅳ)下，燃料元件的最高温度不超过安全限值，保持阻留燃料放射性产物的屏障，即燃料包壳颗粒的完整性。在工况Ⅲ和工况Ⅳ下，即使反应堆在短时间内不能恢复运行，仍能使反应堆维持在安全停堆状态，确保堆芯有合适的传热几何形状和排出堆芯余热的能力。

3.3.2 热工水力设计基准

为满足上述反应堆安全性的要求，在热工水力设计中确定了如下设计基准。

3.3.2.1 燃料元件温度设计基准

反应堆在任何事故工况下，包括工况Ⅲ和工况Ⅳ，燃料元件最高温度低于 1620℃。燃料颗粒 SiC 包覆层的热分解温度在 2000℃ 以上。

3.3.2.2 堆芯流量设计基准

HTR-PM 反应堆一回路额定设计冷却剂质量流量约为 176kg/s，其中堆芯底部卸料管冷却剂相对质量流量约为 1%，控制棒孔道冷却剂相对质量流量约为 2%，石墨缝隙旁路漏流相对质量流量约为 7%，中心石墨区冷却剂相对质量流量约为 5%，这些流量对于堆芯排热来说，均视为无效的冷却流量。因此，分析中假定有 85% 的额定设计流量通过堆芯燃料元件区，有效地冷却燃料元件。

3.3.2.3 反应堆压力容器压力设计基准

为了防止反应堆压力容器整体失效，保持反应堆压力容器的完整性，要求堆内压力在任何正常运行及事故工况下(包括Ⅲ或Ⅳ类工况)不超过反应堆压力容器设计压力的 110%。

3.3.3 一回路热工水力设计

3.3.3.1 分析软件——THERMIX 软件包

THERMIX 软件包是德国于利希核研究中心为球床高温气冷堆的设计研究而开发的一整套热工水力软件。它可模拟包括球床堆芯的反应堆堆本体、一回路管路、风机以及蒸汽发生器等部件在稳态和各种事故工况下热工参数的动态变化过程。主要计算结果已通过实验论证。THERMIX 软件包主要由 THERMIX、KONVEK、KINEX、KISMET、BLAST 等模块组成。

(1) 二维瞬态导热程序 THERMIX：计算反应堆本体的固相温度，求解具有多种成分区、变参数、恒温、对流、辐射三类边界条件的二维瞬态导热方程。可按轴对称方式模拟球床堆芯、石墨区、堆芯壳、压力容器、水冷壁及混凝土舱室等结构。其中球床被考虑成为具有一定空隙率的均匀介质，利用气相和固相等效导热系数反映燃料球表面间的辐射换热和气流在球隙间交混流动对固相及气相能量交换的影响。

(2) 气体流动程序 KONVEK：用二维类稳模型求解气相温度场、流量场和压力场，以热源的形式描述气固相之间的能量交换，从而和固相程序 THERMIX 耦合。

(3) 中子动力学程序 KINEX：通过求解可考虑 Xe 毒、温度和外部引入反应性的六组缓发中子点动力方程，以计算

反应性及功率的变化。

(4) 回路程序 KISMET：在节点网络系统下求解固体瞬态，气相类稳一维流动方程，以确定回路的气相、固相温度及气相压力和流量分布。

(5) 蒸汽发生器程序 BLAST：采用单管模型分析蒸汽发生器中气侧、固相结构及汽水两相混合物在稳态和事故运行下的动态过程，水侧采用一维均匀流模型，氨侧采用类稳模型。

3.3.3.2 堆芯发热率分布

反应堆平衡堆芯燃料最大发热功率密度为 12.4MW/m³，堆芯平均功率密度约 4.75MW/m³。燃料球单球平均发热率为 0.88kW/球，考虑了燃料球的燃耗以及燃料球制造的不确定性，平衡堆芯燃料球单球最大功率为 3.29kW/球。

3.3.3.3 堆内温度

反应堆在 100%、80%、50% 及 30% 额定功率工况下堆内主要部件的温度列于表 6.2-7。

表 6.2-7 平衡堆芯在额定功率及部分负荷
工况下的堆内主要部件的温度

反应堆相对负荷(%)	100	80	50	30
最高燃料温度(℃)	985	945	909	902
燃料元件表面最高温度(℃)	893	887	890	891
反应堆入口平均氦气温度(℃)	250	246	241	238
反应堆出口平均氦气温度(℃)	750	744	741	736
反应堆出口最高氦气温度(℃)	887	881	882	883
侧反射层最高温度(℃)	775	765	750	727
中心石墨柱最高温度(℃)	889	882	878	873
底反射层最高温度(℃)	889	883	883	882

3.3.3.4 堆芯冷却剂流量分布

反应堆额定设计冷却剂质量流量为 176kg/s，控制棒孔道冷却剂相对质量流量约为 2%，堆芯底部卸料管冷却剂相对质量流量约为 1%，石墨缝隙旁路漏流相对质量流量约为 7%，中心石墨区冷却剂相对质量流量约为 5%。

3.3.3.5 氦气流速及堆芯压降

堆芯入口氦气平均流速为 5.6m/s，堆芯出口处氦气最大流速为 25.0m/s。氦气冷却剂沿流程阻力损失见表 6.2-8。

表 6.2-8 氦气冷却剂沿流程阻力损失

参 数	数 值
燃料球床及底反射层阻力	87kPa
反射层冷却剂流道阻力	11.7kPa
热气混合室阻力	35kPa

3.3.3.6 额定功率及超负荷工况下的主要热工参数

反应堆在额定功率工况下主要热工参数列于表 6.2-9。

表 6.2-9 平衡堆芯在额定功率工况下的主要热工参数

参 数	数 值
平均热功率密度	4.75MW/m ³
冷却剂压力	9MPa
入口平均氦气温度	250℃
出口平均氦气温度	750℃
冷却剂质量流量	176kg/s
最高燃料温度	985℃

续表

参 数	数 值
元件表面最高温度	893℃
冷却剂最高温度	887℃
侧反射层最高温度	775℃
中心石墨柱最高温度	889℃
底反射层最高温度	889℃
堆芯压降	122kPa

3.3.3.7 运行瞬态的热效应

反应堆在功率运行及事故工况下,燃料元件最高温度限值为1620℃。额定功率下堆芯燃料最高温度为985℃,远低于其限值,并为运行瞬态留有足够的裕量。反应堆堆芯平均功率密度低,为4.75MW/m³,热惯性大,热工参数变化缓慢,有较强的抵御瞬态的热效应。在事故工况下,燃料元件最高温度不超过1620℃。

3.3.3.8 高温气冷堆热工设计特点

球床堆冷却剂以球床随即排列的空隙为流道,存在横流和紊流交混,流线复杂且各部分流量的分配难以控制,主要是受空隙率和温度分布的影响,功率密度高的地方温度高,流速大,阻力大,一部分气体涌向低温区,这对有效冷却是不利的。特别是对于出口气温很高的高温供热堆,出口处结构材料的温度限制已成为进一步提高出口气温的主要矛盾之一。为了改善上述状况,目前认为“一次通过”的运行方案是有利的,因为它提供了发热率很低的下部球床,使出口气体在接触堆体下部结构以前,在堆芯下部经过一段横向交混而使气体温度比较均匀。

球床流道形状极不规则,相当于很多突然扩大和缩小的局部阻力环节,所以球床本身的阻力损失较棱柱堆为大,而通过石墨构件上栅孔的局部阻力以及加速阻力都相对较小。在计算球床堆的流动阻力时,可着重考虑球床部分的阻力。

棱柱型高温气冷堆的冷却通道是由石墨块内很多平行于燃料孔道的通道组成。在堆的上部和下部有冷却剂的入、出口联箱。同一燃料小区的冷却剂通道组成一个小联箱,联箱上有一个可调的节流阀。为了满足燃料颗粒和结构石墨的温度限制条件,对流过燃料冷却孔道的气体流量须作合理分配。分配的原则视不同堆的主要矛盾,可以是使各流道出口冷却剂的温度相等,或使各流道的燃料中心温度相等。流量的控制是通过各区入口的节流阀进行的,堆运行过程中可以远距离调节,各区出口设有可更换的热偶,监测气体出口温度。

棱柱型高温气冷堆的冷却剂大部分通过各区节流阀进入燃料冷却通道,剩余部分分别进入堆反射层、控制棒孔道和燃料去件缝隙。流过燃料元件缝隙的气流被称为旁流,这些流量不通过节流阀,其压力比临近的元件冷却孔道中的气流压力高,故有冷却剂穿过多块石墨结构的横缝流入冷却孔,形成了横流。为了得到更有效的冷却,应设法减小旁流,在结构上采取了如下措施:

(1) 相邻燃料之间通过上部侧面的凸台紧密接触,这样既可起径向定位作用,又可起到阻止旁流的作用。

(2) 堆芯底部支撑块有径向箍紧措施,使块间紧密接触,阻挡了旁流。

堆芯氦气出入口温度差是很大的,这也是为了避免过大的氦气流量,以减少流动阻力。但出入口温差大,有可能在突然停堆时,使堆芯出口处的氦气温度突然下降几百度,从

而使出口处的一些构件受到较大的“冷冲击”,由于石墨导热系数和热容量很大,因此石墨构件的冷冲击热应力不会过大,但对某些绝热结构件(如碳砖绝热支座等)因其导热系数小,故可能产生过大的热应力,在设计时须加注意。

堆芯活性区氦气流向的选择一般取自上而下的流向,这与气流自然循环是相反的,但由于堆芯石墨热容量大,当主回路冷却系统事故停堆后不需要靠自然循环立即将堆芯热量载出,可以允许堆芯石墨缓慢升温后再采取冷却措施。而自上而下的流动对堆芯结构的稳定和堆顶部件处于低温有较大好处。

3.3.3.9 高温气冷堆与压水堆的热工特性比较

表6.2-10给出了采用包覆颗粒燃料的模块式高温气冷堆HTR-MODULE与采用棒状燃料元件的压水堆的特性比较,为便于比较,同时列出了AVR与PBMR的参数。可以看出,与燃料利用相关的数据,如比功率密度等,两种类型的反应堆数据基本相同。但是,与热工水力学相关的数据上高温气冷堆要保守得多。因此,正常运行时的安全系数很高,这些值不像压水堆那样成为堆芯设计的限值。比如,对于模块式高温气冷堆的功率密度限值,主要取决于在满足燃料最高温度限值情况下非能动余热载出的能力。这是一个全新的设计概念。

表 6.2-10 高温气冷堆与压水堆的热工特性比较

参 数	AVR	HTR-MODULE	PBMR	PWR
平均功率密度(W/cm ³)	2.2	3	3.5	100
功率密度峰值	1.5	1.6	1.5	2
燃料元件数(1/m ³)	5400	5400	5400	50 000 根/芯
每个(根)燃料元件平均功率(W/FE)	400	550	600	≈20 000
燃料区平均功率密度(W/cm ³)	7.00	10.0	12	250
燃料元件表面平均热流密度(W/cm ²)	4	5.5	6	600

3.4 结构设计

模块式高温气冷堆的堆芯结构设计主要包括陶瓷堆内结构设计、金属堆内结构设计、反应堆压力容器设计。其设计原则、设计示例见第5节的详细说明。

4 燃料元件

4.1 燃料元件类型

高温气冷堆主要有两种类型,即球床堆和柱状堆。球床堆使用球形燃料元件,柱状堆使用六角棱柱形柱状燃料元件。

4.1.1 球形燃料元件

球床堆使用球形燃料元件是用准等静压方法在硅橡胶模内整体压制,其结构如图6.2-21所示。

球形燃料元件由直径约50mm的燃料区和壳厚约5mm的无燃料区组成。包覆燃料颗粒均匀弥散在燃料区内。燃料区和无燃料区没有物理上的分界面,它们的基体材料是相同的,球形燃料元件石墨基体的主要功能是:

(1) 作为燃料元件的结构材料,使包覆燃料颗粒获得高温气冷堆运行所需要热工水力学条件,包括将包覆燃料颗粒产生的热量传给冷却剂氦气,实现堆内运行和连续装卸料操作等。

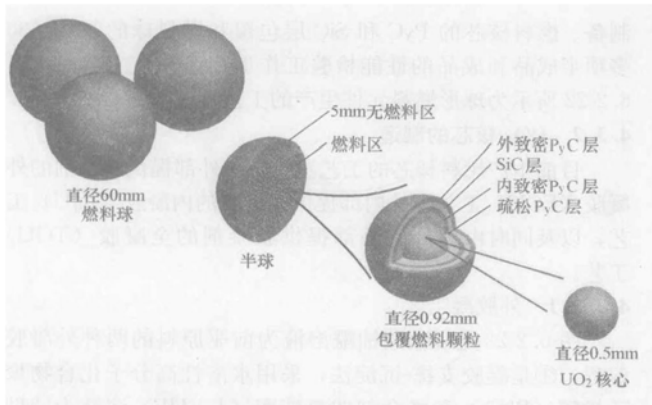


图 6.2-21 球形燃料元件

- (2) 作为慢化材料, 对快中子有足够的慢化能力。
- (3) 具有一定的滞留裂变产物的能力。

4.1.2 六角棱柱形柱状元件

柱状堆使用的六角棱柱形柱状元件如图 6.2-10 所示。六角形石墨棱柱是用石墨机加工的。燃料密实体是由包覆燃料颗粒和基体材料压制成的。

4.1.3 包覆燃料颗粒

球形燃料元件和六角棱柱形柱状燃料元件的共同点是: 它们都是由包覆燃料颗粒构成。目前各国设计和建造的高温气冷堆均采用低富集度三层包覆颗粒 (LEU TRISO Coated Particles) 燃料。该包覆燃料颗粒由含可裂变材料的氧化物或碳化物微球及沉积在其表面的几层难熔陶瓷材料构成的。这几层材料的主要作用是约束裂变材料、阻挡裂变产物的释放。德国、中国和南非高温气冷堆所用包覆燃料颗粒的直径为 0.92mm, 其中心为 0.5mm 直径的 UO_2 核芯。 UO_2 核芯的表面依次沉积了 4 层陶瓷涂层, 从内到外分别是: 95 μm 厚的疏松热解炭 (PyC) 层, 40 μm 厚的内致密各向同性 PyC 层, 35 μm 厚的 SiC 层和 40 μm 厚的外致密各向同性 PyC 层, 其各组分的主要功能见表 6.2-11。

表 6.2-11 包覆燃料颗粒各组分的主要功能

位置	名称	材料	主要功能
中心	燃料核芯	UO_2	(1) 发生核裂变产生核能 (2) 滞留一部分放射性裂变产物 (3) 为疏松热解炭层提供沉积基面
第一层	疏松热解炭层	PyC	(1) 储存裂变气体、CO 和 CO_2 (2) 缓冲和防止核裂变碎片对内致密热解炭层的损伤 (3) 吸收燃料核芯肿胀
第二层	内致密各向同性热解炭层	PyC	(1) 防止裂变产物和 SiC 层的反应以及 HCl 与燃料核芯的反应 (2) 阻挡气态裂变产物 (3) SiC 层的沉积基面
第三层	碳化硅层	SiC	(1) 阻挡气态和固态裂变产物的释放 (2) 承受包覆燃料颗粒内 CO、 CO_2 和裂变气体的内压, 保持包覆燃料颗粒的完整性
第四层	外致密各向同性热解炭层	PyC	(1) 在燃料元件制造中保护 SiC 层 (2) SiC 层破损时, 阻挡气态裂变产物的释放 (3) 对 SiC 层施加压应力

4.1.4 燃料元件特点

高温气冷堆燃料元件和水堆及其他堆型燃料元件在形状、尺寸、结构和组成上都完全不一样, 但最大的特点是全陶瓷材料构成和微型尺寸。

和其他堆型相比, 高达近 1000℃ 的冷却剂出口温度是高

温气冷堆的主要特点之一。高的运行温度要求燃料元件不含任何金属材料, 是全陶瓷型的。大量辐照试验表明: 在高温气冷堆正常运行工况下 (小于 1250℃) 长期运行, 以及在小于 1600℃ 不超过 200 小时事故工况下, 该全陶瓷型燃料元件的包覆燃料颗粒一般不会发生破损, 包覆燃料颗粒的陶瓷涂层, 尤其是 SiC 层几乎能阻挡所有放射性裂变产物的释放。

虽然包覆燃料颗粒的尺寸不到 1mm, 但它的作用相当于水堆的燃料棒, 其燃料核芯相当于水堆的 UO_2 芯块, 几层包覆层相当于锆合金包壳, 所以包覆燃料颗粒实际上是微型燃料元件。一座 200MW 电功率的模块式高温气冷堆的堆芯内含有约六十亿个包覆燃料颗粒, 如此多和小的包覆燃料颗粒直接放入反应堆的堆芯内是无法操作运行的, 也不能满足堆芯的热工和水力学要求。因此, 必须将包覆燃料颗粒按一定的量组合在一起, 赋予该组合体一定的形状、尺寸和传热环境, 以满足堆芯热工和水力学要求, 同时还要满足堆芯物理要求以及操作所需的结构要求。

4.2 球形燃料元件设计

4.2.1 设计要满足的要求

- (1) 满足热工和物理要求。密度, 纯度及导热率要求。
- (2) 满足堆内运行要求。承受静载荷能力, 抗撞击能力, 抗磨损能力及抗腐蚀能力要求。
- (3) 满足安全要求。包覆燃料颗粒制造破损率, 正常运行工况下包覆燃料颗粒破损率及事故工况下包覆燃料颗粒破损率要求。

4.2.2 设计参数

德国 HTR-Module 球形燃料元件的设计是以 NUKEM/HOBEG 公司长期的高温气冷堆燃料元件生产活动以及大量的辐照试验为基础的, 满足该设计参数要求的燃料元件在堆内运行性能是良好的。因此, 国际上球床高温气冷堆燃料元件的设计一般均参照 HTR-Module 球形燃料元件的设计进行, 其设计参数基本上是相同的。表 6.2-12 列举了德国 HTR-Module 球形燃料元件的设计参数。

表 6.2-12 球形燃料元件设计

UO_2 核芯	基体石墨球	
直径 (μm)	$(450 \leq r \leq 550)_{95/95}$	密度 (g/cm^3)
密度 (g/cm^3)	$\bar{r} \geq 10.4$	总灰分 ($\mu\text{g}/\text{g}$)
球形度 (D_{\max}/D_{\min}) ^①	$(r \leq 1.2)_{95/95}$	Li 含量 ($\mu\text{g}/\text{g}$)
O/U 比	$r \leq 2.01$	当量硼含量 ($\mu\text{g}/\text{g}$)
当量硼含量 (g/g)	$\bar{r} \leq 4$	热导率 [$1000^\circ\text{C}/(\text{W} \cdot \text{cm}/\text{K})$]
包覆燃料颗粒		热膨胀各向异性度, $\alpha_{\perp}/\alpha_{\parallel}$ ^③
疏松 PyC 层厚度 (μm)	$(50 \leq r \leq 140)_{95/95}$	腐蚀速率, 1000°C , He + 1vol, %H ₂ O/[mg/(cm ² · h)]
内致密 PyC 层厚度 (μm)	$(20 \leq r \leq 60)_{95/95}$	磨损率 [mg/(ball · h)]
SiC 层厚度 (μm)	$(25 \leq r \leq 45)_{95/95}$	落球强度 (4m in height)

续表

UO ₂ 核芯		基体石墨球	
外致密 PyC 层厚度(μm)	$(20 \leq \bar{x} \leq 60)_{95/95}$	压碎强度(kN)	$\bar{x} \geq 18.0$
疏松 PyC 层密度(g/cm ³)	$\bar{x} \leq 1.10$	燃料球	
内致密 PyC 层密度(g/cm ³)	$1.80 \leq \bar{x} \leq 2.00$	无燃料区厚度(mm)	$\bar{x} > 4$
SiC 层密度(g/cm ³)	$\bar{x} \geq 3.18$	铀装量(g/ball)	7~9
外致密 PyC 层密度(g/cm ³)	$1.80 \leq \bar{x} \leq 2.00$	自由铀含量($U_{\text{free}}/U_{\text{total}}$) ^④	$\bar{x} \leq 6 \times 10^{-5}$
内致密和外致密 PyC 层光学各向异性度	$\bar{x} \leq 1.03(\text{OAF})^{\text{②}}$		

① D_{max} 和 D_{min} 分别是核芯的最大和最小直径。

② OAF 是光学各向异性因子。

③ α_{\perp} 和 α_{\parallel} 分别是垂直与平行于层面取向 (a 方向) 的两个方向的热膨胀系数之比。

④ $U_{\text{free}}/U_{\text{total}}$ 是燃料元件中没有被包覆燃料颗粒的完整的 SiC 层所包容的铀量和总铀量之比。 \bar{x} 为平均值, x 为单个测量值, () 95/95 指测量值在括号内数值区间的置信度为 95%。

4.3 球形燃料元件制造

4.3.1 概述

球形燃料元件制造的主工艺由三部分组成: UO₂ 核芯

制备、燃料核芯的 PyC 和 SiC 层包覆和燃料球的制造, 30 多项半成品和成品的性能检验工作贯穿于整个工艺中。图 6.2-22 所示为球形燃料元件生产的工艺流程图。

4.3.2 UO₂ 核芯的制造

目前生产燃料核芯的工艺主要有从外部提供胶凝剂的外凝胶 (EGU) 工艺和从内部提供胶凝剂的内凝胶 (IGU) 工艺, 以及同时由内部和外部提供胶凝剂的全凝胶 (TGU) 工艺。

4.3.2.1 外胶凝工艺

图 6.2-23 是以硝酸铀酰溶液为前驱原料的两种外凝胶流程。①是凝胶支撑-沉淀法, 采用水溶性高分子化合物聚乙烯醇 (PVA) 和络合剂四氢糠醇 (4-HF) 溶液为辅助原料制备溶胶。该流程的特点是溶胶制备过程比较简单, 但外凝胶凝胶球的球形度和干球的热处理性能不够理想。②是萃取-脱水法, 采用氢还原方法来改变铀的价态和用伯胺萃取方法来降低硝酸浓度, 以便提高溶胶的 pH 值、水解-缩聚度和铀浓度。但该溶胶在空气中的稳定性较差, 并且溶胶的制备过程比较复杂。

4.3.2.2 内胶凝工艺

图 6.2-24 所示为制备二氧化铀核芯的内胶凝工艺流程图。其优点是可以制造大直径的二氧化铀核芯, 弱点是溶胶的稳定性差, 必须在低温 (约为 5℃) 保存和操作。

4.3.2.3 全凝胶工艺

制备二氧化铀核芯的全凝胶工艺流程见图 6.2-22。全凝胶溶胶的制备过程是由下列三步工序构成的。第一步是向

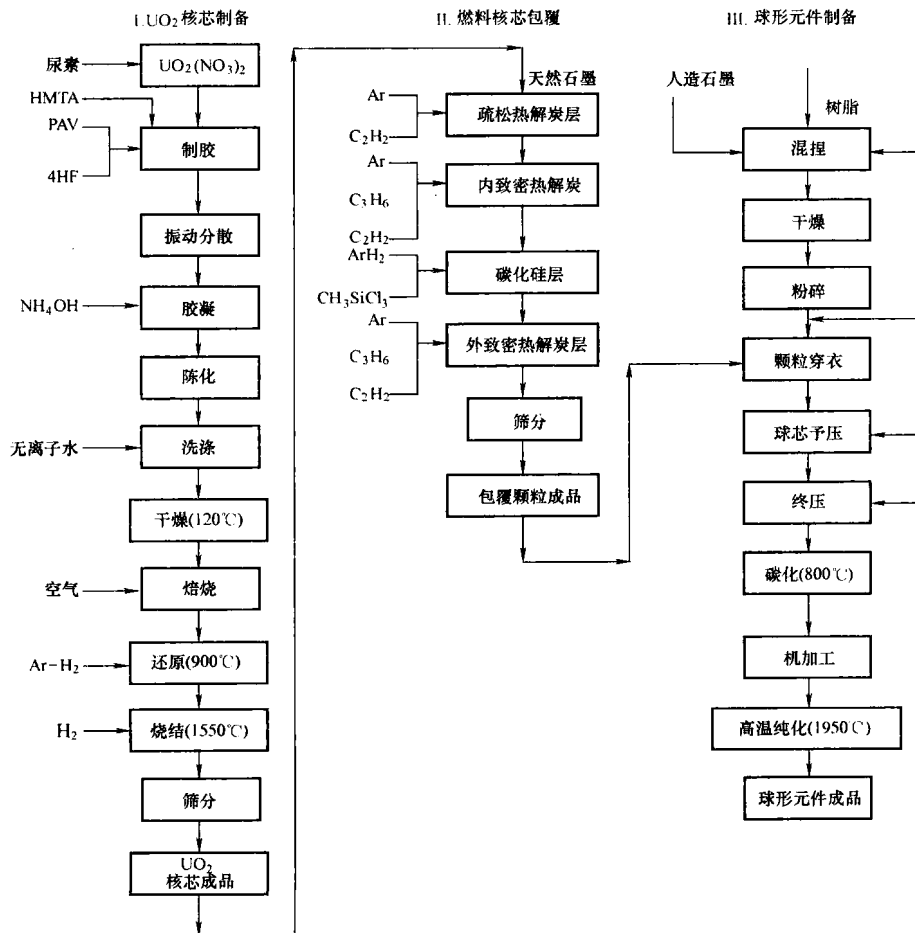


图 6.2-22 球形燃料元件制造工艺流程图

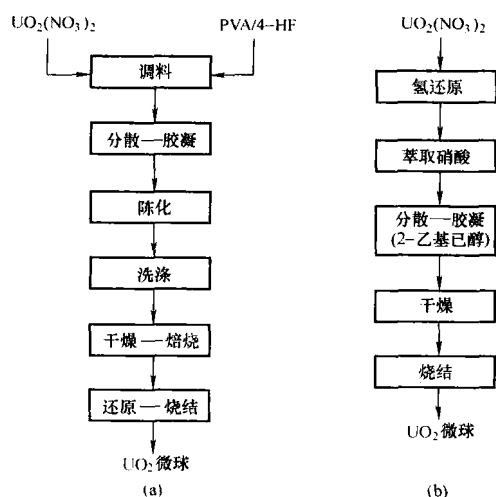


图 6.2-23 制备二氧化铀核芯的外凝胶工艺
(a) 凝胶-支撑沉淀法；(b) 脱水-凝胶法

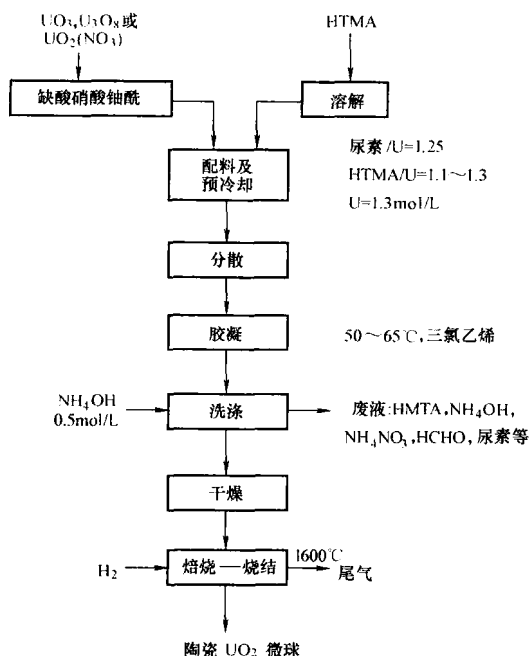


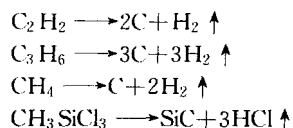
图 6.2-24 制备二氧化铀核芯的内凝胶工艺

硝酸铀酰溶液中添加尿素，在 $88\sim 92^\circ\text{C}$ 下保温加热一定时间（超过 4h），以便充分地进行水解—缩聚反应，并得到特征尺寸细小而均匀的稳定溶胶。第二步是向第一步溶胶中添加亲液性改性剂（ $\text{PVA}+4\text{HF}$ ），得到更加稳定的溶胶。第三步是向第二步溶胶中加入质子接受体（ HMTA ），得到具有同步胶凝性质的溶胶。

4.3.3 包覆燃料颗粒的制造

4.3.3.1 包覆燃料颗粒的制造原理和方法

热解炭和碳化硅镀层是在流化床中采用化学气相沉积的原理制备的。制备疏松热解炭镀层、致密热解炭镀层和碳化硅镀层所用的原料分别为乙炔（ C_2H_2 ）、丙烯（ C_3H_6 ）或甲烷（ CH_4 ）和甲基三氯硅烷（ CH_3SiCl_3 简称 MTS）。载带气体为氩气或氢气。在流化床内的高温下，乙炔、丙烯或甲烷和甲基三氯硅烷分别发生下列热解反应：



化学反应的固相产物在流态化的燃料核芯表面依次沉积成疏松热解炭镀层、致密热解炭镀层和碳化硅镀层，制备出包覆燃料颗粒。

影响镀层结构和性能的因素包括燃料核芯的直径、密度和装料量；流化床沉积炉的温度和分布；反应气体的种类、流量和浓度；流化床的结构和颗粒的流化状态；工艺操作规程和沉积时间等。只有在合适的工艺条件下才能制备出符合高温气冷堆设计技术要求的高质量的高质量的包覆燃料颗粒。

4.3.3.2 热解炭镀层的沉积

疏松热解炭镀层是一种多孔的低密度沉积炭，密度通常要求小于 1.1g/cm^3 。其密度和沉积速率受沉积温度和乙炔气体浓度的影响。在直径为 55mm 流化床中，乙炔气体浓度和沉积温度对疏松热解炭镀层密度的影响如图 6.2-25 和图 6.2-26 所示。沉积温度控制乙炔气体热分解的速率和程度，是影响疏松热解炭镀层性能的最重要工艺参数之一。在显微镜下观察可知，低温区沉积的疏松热解炭镀层油黑发亮，富有弹性，类似海绵；而高温区沉积的疏松热解炭镀层表面发灰且较脆。这是由于在低温区时乙炔热分解不充分，在镀层中残留的有机物含量高，因而表面油黑发亮。在高温区时，由于乙炔气体热分解充分，在镀层中残留的有机物含量低，因而表面发灰；尽管沉积温度高，消耗能源多，成本高，但是镀层中有有机物的含量少，耐辐照性能好。因而，在制备高温气冷堆包覆燃料颗粒时通常选取高温区制备低密度疏松热解炭镀层。

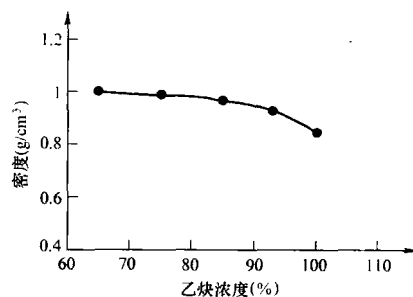


图 6.2-25 镀层密度与乙炔浓度的关系曲线
(沉积温度 1350°C)

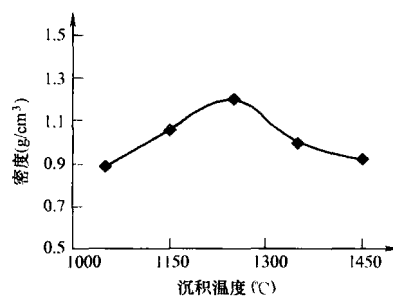


图 6.2-26 镀层密度与沉积温度的关系曲线
(乙炔气体浓度 80%)

致密热解炭镀层有两种制造方法：一种是用甲烷作原料，气体在 $1800\sim 2100^\circ\text{C}$ 之间进行热解的高温工艺，制得的高温热解炭层称作高温各向同性热解炭层。图 6.2-27 给出由甲烷制备的致密热解炭镀层的性能、结构与工艺参数的关系曲线。甲烷包覆工艺的温度高，沉积速率慢（ $1\sim 2\mu\text{m/min}$ ），包覆过程铀污染多，受快中子辐照会收缩，产生裂纹，耐辐照性能差，在反应堆中使用寿命短。但镀层阻挡放射性裂变产物扩散能力强。另一种是用丙烯作气源在 $1250\sim 1500^\circ\text{C}$ 之间进

行的低温工艺, 制得的热解炭层称作低温各向同性热解炭层。图 6.2-28 给出由丙烯制备的热解炭镀层的性能、结构和工艺参数的关系曲线。由图 6.2-28 可知, 在低温区出现各向异性度高的柱状和粒状组织的热解炭层, 在高温区又会出现含有炭黑的各向同性热解炭层, 只有在 1250℃ 左右时才会得到各向同性热解炭层。丙烯包覆工艺是后来发展的工艺, 其包覆温度低, 沉积速率快 ($4\sim6\mu\text{m}/\text{min}$), 包覆过程中铀的污染少, 破损率低, 而且耐辐照性能好。

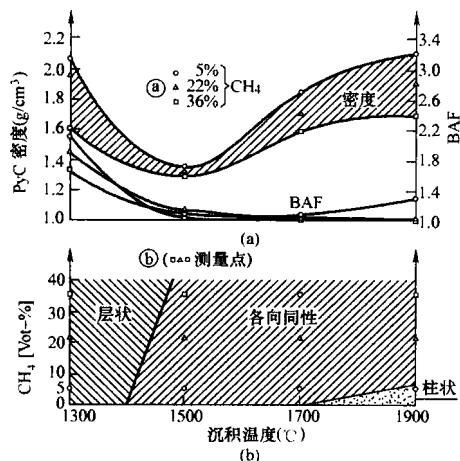


图 6.2-27 甲烷制备的致密热解炭镀层的性能和结构与工艺参数的关系曲线
(a) 热解炭镀层性能和工艺的参数的关系;
(b) 热解炭镀层结构和工艺参数的关系

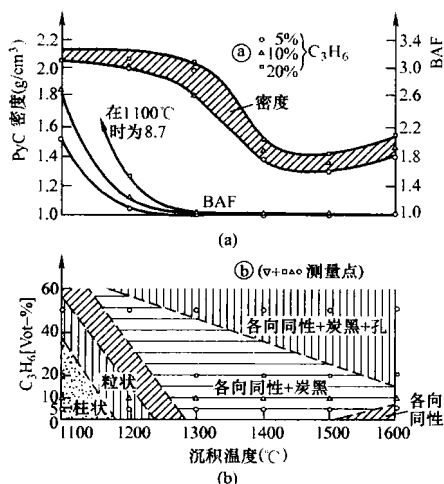


图 6.2-28 丙烯制备的热解炭镀层的性能和结构与工艺参数的关系曲线
(a) 热解炭镀层性能和工艺的参数的关系;
(b) 热解炭镀层结构和工艺参数的关系

现代包覆燃料颗粒的生产中也有采用丙烯和乙炔混合气体包覆的新工艺制备致密热解炭镀层的。这是由于丙烯气体热解要吸收热量, 而乙炔气体热解反应是放热反应, 因此, 利用乙炔热解时释放出的热量就可以补偿丙烯热解时所需要吸收的热量, 以保持流化床包覆炉中反应体系的热平衡, 这样就可以使包覆炉的温度稳定和易控制, 制备出符合设计要求的包覆燃料颗粒的致密热解炭镀层。

4.3.3.3 碳化硅镀层的沉积

碳化硅镀层的沉积是在 $1200\sim1700^\circ\text{C}$ 之间, 有过剩 H 存在的条件下, 用甲基三氯硅烷热解沉积制得的。碳化硅镀

层的结构和性能随沉积温度、反应气体的浓度的变化而变化。图 6.2-29 镀层密度与沉积温度的关系曲线。在沉积温度 1300°C 左右时得到的碳化硅镀层密度为 $3.05\text{g}/\text{cm}^3$ 左右。这是一种含有游离硅的 $\alpha\text{-SiC}$, 微观结构为层状组织。在沉积温度为 1600°C 左右可以得到高密度 ($3.20\text{g}/\text{cm}^3$) 的 $\beta\text{-SiC}$ 镀层, 微观结构呈现细晶粒组织。这样的碳化硅镀层强度高, 对放射性裂变产物的阻挡能力强, 具有良好的耐辐照性能。在沉积温度超过 1600°C 时, 随着沉积温度的升高碳化硅镀层的密度下降。

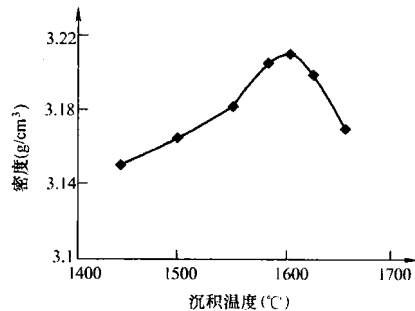


图 6.2-29 碳化硅镀层密度与沉积温度的关系曲线

4.3.3.4 制备包覆燃料颗粒的设备和工艺

包覆燃料颗粒是在流化床沉积炉中制备的, 图 6.2-30 所示为流化床沉积炉系统示意图。流化床为单孔或多孔的锥形石墨床, 用低压大电流的碳管炉加热, 由光电高温计、温控系统调控和测量沉积温度, 气体流量用浮子流量计或质量流量计测量, 反应气体的浓度由气体流量控制系统进行调节。包覆燃料颗粒生产时, 气体从沉积炉流化床底部的喷嘴送入, 燃料核芯从沉积炉顶部的装料器中放入。包覆燃料颗粒的生产过程有分层包覆工艺和四层连续包覆工艺两种方式。分层包覆工艺是指燃料核芯装入包覆炉进行疏松热解炭镀层的包覆后, 在包覆炉冷却后卸出包覆了疏松热解炭镀层的颗粒, 先用滚动筛筛分除去尺寸偏大和偏小的颗粒, 再用振动台分选出球形度差和畸形的不合格包覆燃料颗粒产品, 然后再放入包覆炉中进行内致密热解炭镀层的包覆。包覆结束后降温冷却, 卸出包覆了内致密热解炭镀层的颗粒, 再进行滚动筛的筛分和振动台的分选, 除去尺寸和形状不合格的包覆燃料颗粒产品。用这样同样的方式依次进行碳化硅镀层和外致密热解炭镀层的包覆, 这样经过四次装卸料和分选层包覆最终就可以得到 TRISO 包覆燃料颗粒产品。四层连续包覆工艺是将燃料核芯放入包覆炉后, 依次沉积疏松热解炭镀层、内致密热解炭镀层、碳化硅镀层和外致密热解炭镀层, 最后包覆炉降温冷却, 卸出包覆燃料颗粒产品, 然后进行滚动筛的筛分和振动台的分选, 除去尺寸和形状不合格的包覆燃料颗粒产品。在包覆过程中没有包覆燃料颗粒的卸炉和装炉过程。这种连续包覆工艺操作技术难度大, 但是省去了三次装卸炉, 提高了生产效率, 而且减少了装卸炉过程中引起的包覆燃料颗粒的机械碰撞, 从而减少了包覆燃料颗

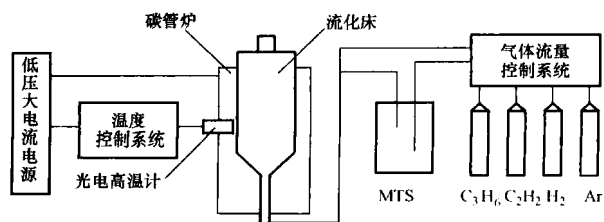


图 6.2-30 流化床沉积炉系统示意图

粒的破损率,提高了包覆燃料颗粒的质量。

4.3.4 球形燃料元件的制造

4.3.4.1 球形燃料元件制造工艺

早期先后研制了三种结构的燃料元件:注塑型、壁纸型和模压型。最后定型使用模压压实体元件。它的外径为60mm,含包覆燃料颗粒的燃料区的直径为50mm。采用冷准(半)等静压工艺成型,其工艺流程如图6.2-31所示,包括石墨基体粉末制备、包覆燃料颗粒穿衣、球芯预压、终压成型、车削和热处理等工序。

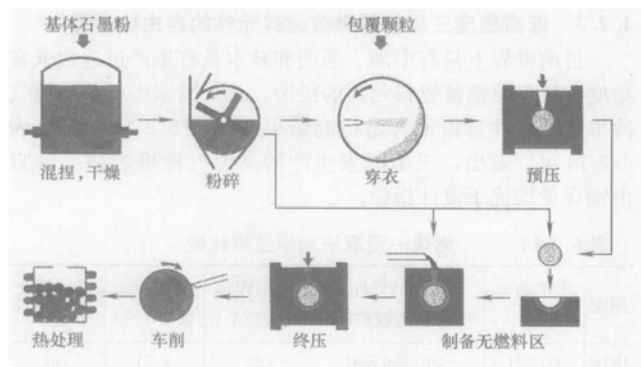


图 6.2-31 冷准等静压工艺流程

(1) 石墨基体粉末制备。有两种已实际使用的基体石墨材料:标准基体石墨材料 A3-3 和合成树脂基体石墨材料 A3-27。表 6.2-13 给出了它们成分和制造工艺。

表 6.2-13 基体石墨的成分和制造工艺

材料和工艺		A3-3	A3-27
原材料成分	天然石墨	64%质量分数	62.4%质量分数
	石油焦石墨	16%质量分数	15.6%质量分数
	黏结剂	20%质量分数 (酚醛树脂)	22.0%质量分数 (制备基体粉过程中由苯酚和六次甲基四胺合成)
压制方法		冷准等静压	冷准等静压
高温处理	燃料元件	1800 或 1950℃	1950℃
	石墨球	1800℃	1950℃

1) A3-3 基体石墨粉的制备。

a. 骨料混合。把两种合格的骨料天然石墨粉和人造石墨粉,按 4:1 的比例分别加入锥形混料器内,混合均匀后装入混捏机中。

b. 混捏。按 20%质量分数的比例把粉碎好的酚醛树脂溶解在甲醇(或乙醇)中,过滤后加入混捏机中与骨料一起进行混捏。

c. 真空干燥。把混捏料搓料(或挤条切断)后放入真空干燥箱内在 100℃下干燥,除去溶剂。

d. 粉碎。用锤击式粉碎机,把干燥的物料粉碎成粒径小于 1mm 的基体石墨粉。

e. 混批。把几批粉碎后的物料加入锥形混料器内混合均匀成一批基体石墨粉,待用。

2) A3-27 合成树脂基体石墨粉的制备。

a. 骨料混合。把两种合格的骨料天然石墨粉和人造石墨粉,按 4:1 的比例分别加入锥形混料器内,混合均匀后待用。

b. 将六次甲基四胺粉碎,备用。

c. 把混匀的骨料加入反应容器内,然后按树脂占 22%

质量分数的比例依次加入苯酚和粉碎过的六次甲基四胺。在反应器内边搅拌边加热到 130℃,保持 1 小时,然后冷却至低于 50℃。

d. 粉碎。用锤击式粉碎机把物料粉碎成粒径小于 1mm 的基体石墨粉。

e. 混批。把几批粉碎后的物料加入锥形混料器内混合均匀成一批基体石墨粉,待用。

(2) 包覆燃料颗粒“穿衣”。把检验合格的包覆燃料颗粒放入糖衣机内。启动糖衣机旋转,同时不断地加入基体石墨粉和喷洒溶剂,在包覆燃料颗粒的外面涂敷上一层 100~200μm 的基体石墨粉。此工序的目的是避免在压制时包覆颗粒因直接接触而破损,从而减小燃料元件的制造破损率,此外还可以使包覆燃料颗粒在基体中分布均匀。“穿衣”的包覆颗粒,经振动分选及滚动筛筛选去除不合格的“穿衣”包覆颗粒。

(3) 球芯预压。把合格的“穿衣”包覆颗粒和基体石墨粉混合,采用橡胶模冷准(半)等静压工艺,在较低的压力(约 3MPa)下预压燃料球的球芯。

(4) 终压成型。采用橡胶模冷准(半)等静压工艺,在约 300MPa 压力下把基体石墨粉压制到球芯外面,压制成型燃料球球坯。用专用车床把球坯车削到规定尺寸,并 100% 通过无燃料区的 X 射线透照法检验。

(5) 热处理。

1) 炭化处理。在氩气或氮气保护下,在一定的升温制度下加热到 800℃,使黏结剂裂解焦化形成黏结剂焦连桥,把骨料颗粒牢固地结合在一起。

2) 高温纯化处理。把经炭化的燃料球置于石墨碳管炉内,在真空中加热至 1800~1950℃,保温 1 小时处理。

4.3.4.2 冷准(半)等静压方法

球形燃料元件是工作在反应堆堆芯内的释放裂变热的部件,它承受高温和高中子注量的辐照,因此应具有良好的辐照稳定性。球形燃料元件的基体是多晶石墨。石墨单晶体的性质是各向异性的。它的 a 方向的导热系数是 c 方向的上百倍。多晶石墨的各向异性定义为垂直与平行于晶粒择优取向的两个方向的热膨胀系数之比,即 $\alpha_{\perp}/\alpha_{\parallel}$,主要取决于骨料颗粒的种类和成型方法。对基体石墨要求是 $\alpha_{\perp}/\alpha_{\parallel} \leq 1.3$ 。基体石墨的各向异性度是影响其辐照尺寸变化各向异性的最主要因素,因此它是选择燃料元件成型方法的主要出发点。用普通钢模模压方法制得的片状小样品的 $\alpha_{\perp}/\alpha_{\parallel}$ 在 2~4 之间,因此不能采用普通钢模的模压方法,而必须采用各向同性的等静压压制方法制造球形燃料元件。M. Hrovat 等人发展了一种冷准(半)等静压(Semihydrostatic Pressverfahren)方法制造球形燃料元件,简称 SH 方法。压制时,先把压制粉加入特制的硅橡胶内,再把硅橡胶模放入钢模内,当用冲头加压时,橡胶在高压下像液体一样流动,从而产生三维准各向同性的压制。硅橡胶模由三部分组成:顶盖、上模和下模。为了得到球形坯体,必须仔细设计硅橡胶模的型腔。型腔应是椭圆形(图 6.2-32),椭球的长短轴之比受压制粉体的松装密度、硅橡胶的硬度等多种因素影响。

SH 方法与传统的冷准等静压工艺一样,粉体除气及泄压速度十分重要。首先,若粉体没有去除气体,粉体颗粒间的气体压力在压制过程中,随着颗粒间孔隙体积的减小而升高,可达 0.5~1MPa。在泄压时,压坯中的气体压力趋于与外部压力平衡,同时由坯体内部向坯体表面迁移。如果不控制泄压速度,在外部压力骤然减小时,坯体中的气体就突

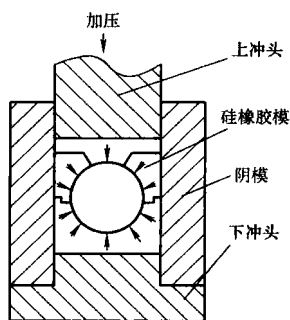


图 6.2-32 冷准（半）等静压原理图

然膨胀，有可能使强度还不高的压坯产生裂纹。第二，压坯的弹性后效导致压坯在泄压时弹性胀大。如果泄压速度太快，压坯的弹性胀大过程迅速发生，并可能失去平衡，使压坯中粉末颗粒连接薄弱处产生裂纹或分层。第三，橡胶模在泄压过程中要弹性回复，同时压坯在弹性后效作用下要胀大，压坯内部高度压缩的气体也要向表面迁移。泄压时橡胶模与压坯间的分离过程是在上述三者联合作用下进行的。由于受到橡胶模与压坯间的粘贴和摩擦的影响，压坯各部分与橡胶模之间的分离不可能同时发生。因此在分离过程中橡胶模对压坯产生一定的推斥力。如果泄压太快，外压骤然降到橡胶模与压坯分离的临界压力之下，分离过程就突然发生，破坏了两两者之间的平衡，出现作用于压坯的冲击波，产生一系列横向裂纹。因此，使用 SH 方法时，工艺上要解决好除气和泄压这两个问题。

4.4 燃料元件自由铀含量

4.4.1 自由铀含量是高温气冷堆燃料元件最重要的性能之一

德国与我国的燃料元件辐照实验中都没有发现包覆燃料颗粒破损，即没有任何一个包覆燃料颗粒由于辐照丧失阻挡放射性裂变产物释放的能力。因此，在高温气冷堆正常运行工况下，放射性裂变产物的释放主要取决于制造引起的自由铀含量。自由铀含量的定义是燃料元件中没有被包覆燃料颗粒的完整的 SiC 层所包容的铀量和总铀量之比。

4.4.2 自由铀含量的测量方法

燃烧—浸取法可准确测量取决于 SiC 层缺陷和铀污染的高温气冷堆燃料元件产品的自由铀含量。

4.4.2.1 方法原理

自由铀来自于以下方面：

- (1) 基体石墨的铀污染（原材料石墨粉及树脂存在的微量铀杂质及在工艺过程中环境控制不当引入的铀污染）。
- (2) 包覆颗粒外致密热解炭层铀污染（包覆流态化过程中造成的铀污染）。
- (3) 包覆颗粒 SiC 包覆层有缺陷或破损（包覆和元件压制造成的制造破损）。

SiC 是耐 HNO_3 腐蚀的。在燃烧时，完好的 SiC 层将保护内致密 PyC 层及疏松 PyC 层不被烧掉。但有缺陷的 SiC 层在燃烧时，氧将渗入 SiC 层内烧掉内致密 PyC 层及疏松 PyC 层，并且氧和碳反应生成的 CO 的压力将使 SiC 层的缺陷增大， HNO_3 溶液将通过这些缺陷溶解出 UO_2 核芯的铀。激光荧光分析法检测出的铀量和被测样品的总铀量之比为自由铀含量。

4.4.2.2 测量程序

首先将燃料元件放入白金坩锅内，在 750°C 下燃烧 100h，

基体石墨和外致密 PyC 层被烧掉。对 SiC 层完好的颗粒，此时氧化停止，但对 SiC 有缺陷的颗粒，氧将渗入 SiC 层内，烧掉内致密 PyC 层及疏松 PyC 层 [4.30]。然后用 6M HNO_3 浸取烧后残留物中的铀，并用激光荧光分析法分析铀量（检测限低于 0.05ng/mL ）。

4.4.2.3 仪器设备

测量中所用仪器设备有 LMA-3 激光荧光物质分析仪、分析天平、旋转离心机、铂坩埚、马弗炉和回流冷凝装置等。

4.4.3 低富集度三层包覆颗粒燃料元件的自由铀含量

目前世界上只有中国、德国和日本具有生产过近代低富集度三层包覆颗粒燃料元件的经历。三个国家生产的高温气冷堆燃料元件自由铀含量检测结果列在表 6.2-14 中。由表 6.2-14 可以看出，三个国家生产的高温气冷堆燃料元件自由铀含量均优于设计指标。

表 6.2-14 燃烧—浸取法测量结果比较

国家	生产的元件(个)	抽查的元件/所含包覆颗粒(个)	破损颗粒总数(个)	自由铀含量(10^{-5})	设计要求(10^{-5})
中国	20 541	96/796 800	36	4.51	30
德国	59 400	180/2 284 200	89	3.89	6
日本	66 780	756/9 828 000	746	7.59	150

4.5 球形燃料元件辐照性能

4.5.1 辐照试验的必要性

高温气冷堆燃料元件在堆内运行时要受到中子或射线的辐照，其内部的物理化学过程很复杂。裂变产生的中子和各种射线与材料相互作用会造成材料的辐照损伤；裂变产生的能量使燃料元件处于高温状态；裂变产生的裂变产物引起燃料核芯肿胀、包覆燃料颗粒内气体压力升高，其中一部分裂变产物还会与包覆层发生化学反应。堆内运行引起高温气冷堆燃料元件如此复杂的物理化学变化是难以通过燃料元件的计算或堆外试验预测的，必须通过辐照试验才能确定。因此，应按照反应堆正常运行的温度、燃耗和快中子通量等要求进行堆内辐照试验，证明燃料元件是满足设计要求的。

4.5.2 辐照试验方法

辐照试验有筛选试验、资格试验、参考试验和批量试验，所用的堆内辐照试验装置有静态辐照罐试验装置和动态辐照试验装置。

燃料元件在投产和使用前应进行参考试验。该试验所用样品是按照参考设计及相关的工艺路线和工艺参数，在工艺稳定和批量试验的基础上进行试投产，从产品批中随机取出的。参考试验要模拟燃料元件在动力堆中的运行工况（包括温度、燃耗、中子通量等）进行辐照试验。这类试验一般是动态辐照试验，即在装备仪表和清扫气体回路的辐照罐中进行。清扫气体一般选用 He/Ne 混合气体。调节 He 和 Ne 的比例，可以改变混合气体的导热系数，从而可以调节辐照样品的温度；测量混合气体中相关气体裂变产物的活性，就可以知道辐照样品释放裂变产物的过程和程度。

我国在俄罗斯 IVV-2M 堆上进行的 HTR-10 球形燃料元件的辐照试验就属于参考试验。图 6.2-33 是该辐照试验装置的示意图。该装置内共有五个辐照盒，第一个盒的辐照样品是包覆燃料颗粒和燃料元件基体石墨片，其余四个盒各含有一个球形燃料元件。其他国家用于高温气冷堆燃料元件辐照试验的堆内辐照装置结构也是大同小异的。

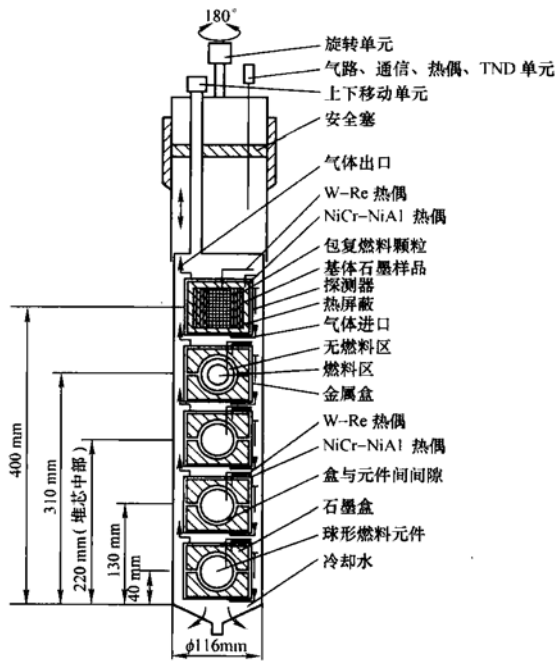


图 6.2-33 10MW 高温气冷实验堆球形燃料元件辐照试验装置示意图

每个辐照盒中样品的温度和气态裂变产物的释放情况可分别进行控制和测量。图 6.2-34 是辐照装置中一个辐照盒的示意图。球形燃料元件位于石墨盒内，石墨盒放在钢盒内。燃料元件在辐照中发出的热量通过石墨盒和钢盒传给冷却剂。改变流过燃料元件和石墨盒之间、石墨盒和钢盒之间的清扫气体的导热系数，就可以控制燃料元件的温度。清扫气体是 He 和 Ne 的混合气体，改变它们的比例就可以改变导热系数。定时收集清扫气体中气态裂变产物，测量它们的活性，就可以获得燃料元件在辐照中气态裂变产物的释放情况。

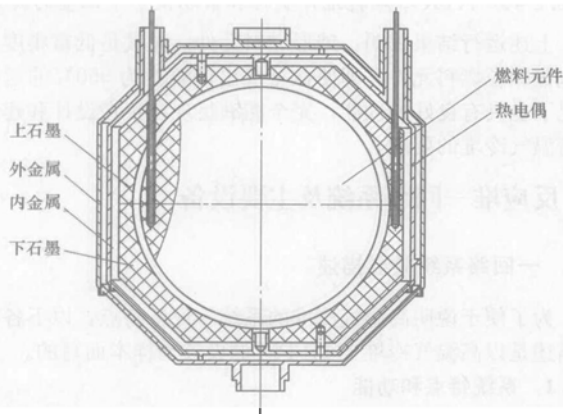


图 6.2-34 辐照盒示意图

4.5.3 低富集度三层包覆颗粒燃料辐照试验结果

4.5.3.1 德国辐照试验结果

德国共进行了两个阶段的辐照试验，试验样品有 19 个球形燃料元件，36 个小球，9 个密实体和 6 个试片，共含有 357 434 个包覆燃料颗粒。这些试验的辐照温度为 $800 \sim 1320^\circ\text{C}$ ，燃耗为 7.5%~14.7%FIMA，累积快中子注量为 $0.1 \sim 8.0 \times 10^{21} \text{ n/cm}^2 (\geq 0.1 \text{ MeV})$ 。在所有这些辐照试验中没有任何一个包覆燃料颗粒由于辐照丧失阻挡放射性裂变产物释放的能力。

为了了解在事故工况下燃料元件的性能，对部分辐照后

的燃料元件进行了退火加热试验，加热温度为 1600°C 、 1700°C 、 1800°C 、…。典型的退火加热试验结果，即 ^{85}Kr 释放率和退火温度及时间的关系总结在图 6.2-36 中。

由图 6.2-35 可见， 1600°C 的加热没有引起辐照后的燃料元件内的包覆燃料颗粒破损，FRJ2-K13/4 样品在加热到 138h 后 ^{85}Kr 释放率的突然上升是由于加热温度突然从 1600°C 增加到 1800°C 。

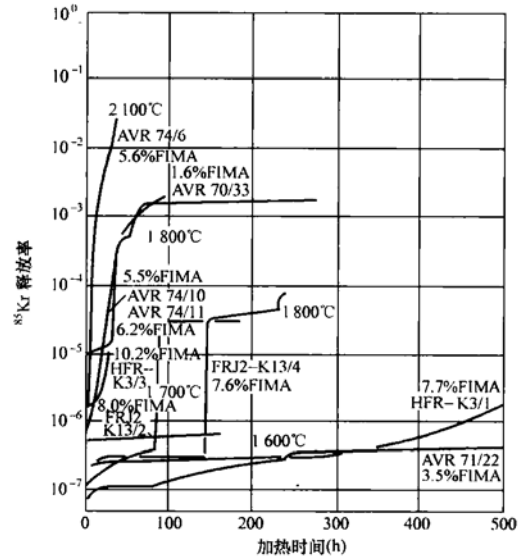


图 6.2-35 ^{85}Kr 释放率和退火时间的关系

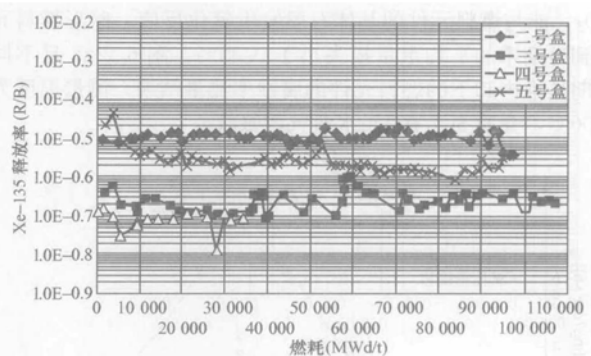


图 6.2-36 ^{135}Xe 释放率和燃耗的关系

4.5.3.2 我国辐照试验结果

我国对自制的燃料元件进行了辐照试验，试验样品有 4 个球形燃料元件，8000 个松装包覆燃料颗粒，60 个基体石墨样品。这些试验的辐照温度为 $1000 \pm 50^\circ\text{C}$ ，燃耗为 95 000~107 000 MWd/tU，累积快中子注量为 $1.06 \sim 1.31 \times 10^{21} \text{ n/cm}^2$ 。辐照过程中气体裂变产物释放率 (R/B) 和燃耗的关系见图 6.2-36。

4.6 球形燃料元件堆内运行结果

世界上只有德国的 AVR 实验堆和 THTR-300 原型堆以及我国的 HTR-10 实验堆三座堆运行过球形燃料元件。HTR-10 的装料虽然全是现代的低富集度三层包覆颗粒球形燃料元件，但燃料元件的运行时间还不长，最高燃耗仅达 30 000 MWd/tU 左右。THTR-300 燃料元件的品种单一，全是 $(\text{Th}, \text{U})\text{O}_2$ 燃料元件，另外运行时间也不是很长。AVR 实验堆的主要目的之一是在堆内试验新发展的燃料元件，因此，先后分 22 批向堆内投放了 14 个不同品种的总共 289 789 个球形燃料元件。以下是球形燃料元件在 AVR 堆

内运行结果,代表了球形燃料元件在高温气冷堆内的运行特性。

4.6.1 堆内放射性裂变产物的活性

惰性裂变气体在冷却气体中的活性反映了堆内所有燃料元件阻挡放射性裂变产物释放的能力,也就是反映了燃料元件的质量,如制造和辐照引起的燃料元件内包覆颗粒的破损率和铀在基体石墨中的沾污等。图 6.2-37 是各年⁸⁸Kr 的释放率。由这个图可以看出 1984 年后,低富集度三层包覆颗粒 (TRISO) 球形燃料元件大量在堆内使用,堆内总活性明显降低,其活性仅仅来自于制造引起的燃料元件内破损的包覆颗粒。

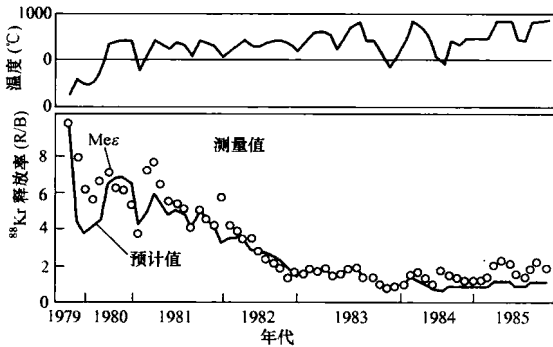


图 6.2-37 ⁸⁸Kr 释放率和温度的关系

4.6.2 燃料元件抗蚀性

因冷却气氦气中含有微量氧化性杂质,如 H₂O 或 CO₂,能与燃料元件的基体石墨发生氧化反应,球形燃料元件到寿期末的平均重量损失小于 0.35%。图 6.2-38 是不同时期从堆内卸下的燃料元件的腐蚀率测量结果,测量温度为 1000℃,介质为含有 1% 水蒸气的氦气。

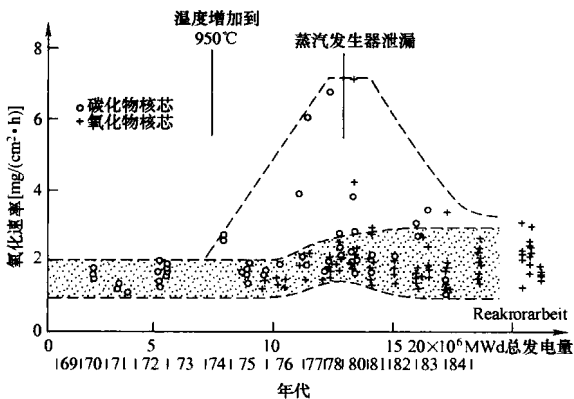


图 6.2-38 AVR 堆燃料元件氧化速率

由图 6.2-38 可以看出,在 1976 年以前,燃料元件的腐蚀率和进堆前差不多。1976 年后,腐蚀率有点增加,有的元件腐蚀率增加了五倍,其原因估计为:运行温度的增加(出口温度增加到 950℃)引起较多的 Cs 和 Ba 等固体裂变产物扩散到基体石墨内,Cs 和 Ba 的催化作用引起所有燃料元件的腐蚀率的增加;1978 年蒸汽发生器的损坏导致热偶包套的损坏,热偶包套为因康镍 600 合金,含有 Fe、Co 和 Ni 元素,这些元素是石墨氧化的催化剂。

4.6.3 燃料元件压碎强度的变化

图 6.2-39 所示为球形燃料元件压碎强度和累积快中子注量的关系。图 6.2-22 说明中子辐照对燃料元件压碎强度的损伤是不明显的。

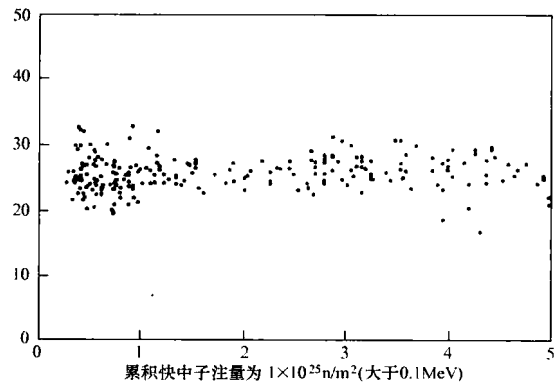


图 6.2-39 AVR 堆燃料元件压碎强度和累积快中子注量的关系

4.6.4 燃料元件尺寸的变化

图 6.2-40 所示为球形燃料元件直径和累积快中子注量的关系。随着累积快中子注量的增加,燃料元件的收缩量增加,当累积快中子注量达到 $1 \times 10^{25} \text{ n/m}^2$ 时,燃料元件的直径约收缩 1%。

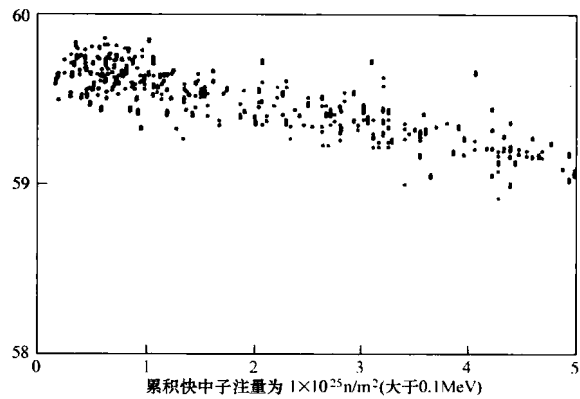


图 6.2-40 AVR 堆燃料元件直径和累积快中子注量的关系

上述运行结果表明:球形燃料元件,尤其是低富集度三层包覆颗粒燃料元件,即使在氦气出口温度为 950℃ 的运行工况下也具有良好的性能,完全能满足现在正在设计和建造的高温气冷堆的要求。

5 反应堆一回路系统及主要设备

5.1 一回路系统简要描述

为了便于说明高温气冷堆的系统与设备特点,以下各节的描述是以高温气冷堆 HTR-PM 的设计为样本而写的。

5.1.1 系统特点和功能

HTR-PM 反应堆一回路系统的功能是将反应堆堆芯产生的热量,通过蒸汽发生器和再热器传递给二回路系统,将蒸汽发生器二回路给水由 205℃ 加热成为 543℃ 的过热蒸汽送入汽轮机高压缸做功,同时将汽轮机高压缸出口的 345℃ 的蒸汽加热为 543℃ 的过热蒸汽,过热蒸汽进入汽轮机中压缸,共同驱动汽轮发电机组发电。

反应堆一回路系统的特点在于全部一回路系统设备和部件都安装在肩并肩布置的三个相互连接的压力容器中,这三个压力容器即反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体和两壳之间的连接壳—热气导管壳体。冷却剂系统主要部件布置见图 6.2-41。反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体肩并肩布置的优点有两条:①便于蒸汽发生器和主氢风机的检修;②减少蒸

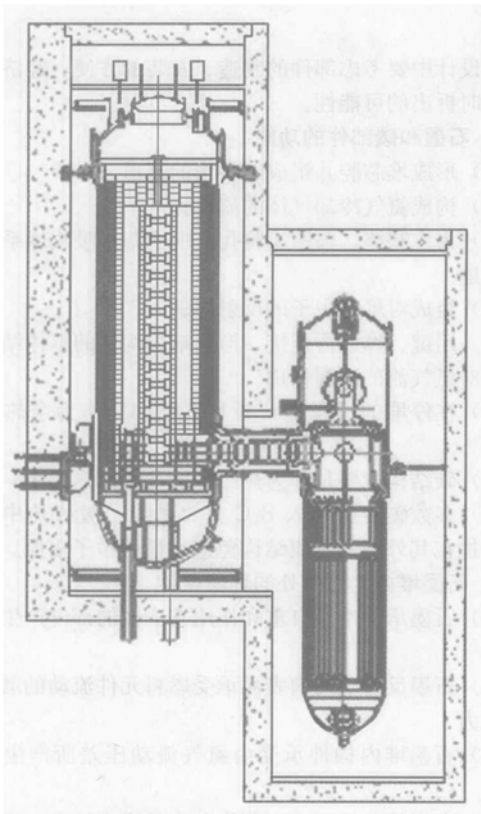


图 6.2-41 肩并肩布置图

汽发生器传热管破裂事故条件下的堆芯进水量。

5.1.2 系统流程

5.1.2.1 流程描述

反应堆冷却剂系统压力边界由肩并肩布置的反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体和热气管壳组成。冷却剂系统设计遵循下述原则：

(1) 压力边界的保护。只有低温（250℃）氦气与压力边界部件接触，高温氦气均在内部绝热的流道中流动，只有内部结构才接触高温氦气。压力容器被静压较高的冷氦气保护，即使在冷、热氦气之间有结构漏流，也是低温氦气向高温区泄漏，不存在高温氦气冲击压力容器的可能，这一特点，保证了高温气冷堆压力容器总是工作在适宜的温度下；

(2) 利用含硼碳砖的绝热性能以降低反应堆压力容器和堆内构件底部金属支承结构的工作温度。

(3) 利用石墨热容。冷氦气流过反射层的石墨孔道，冷却反射层（包括侧反射层、顶反射层、底反射层和中心石墨柱反射层），使运行时反射层石墨的平均温度较低。在失冷事故时，可以充分利用反射层石墨的热容吸收事故后堆芯的衰变发热，有利于降低事故瞬态的燃料最高温度和压力容器温度。

反应堆冷却剂系统的流程简述如下：经主氦风机增压的低温（250℃）氦气，流过蒸汽发生器壳体内侧，进入热气管壳体的环形流道；流过堆芯底部金属支承结构，对堆底支承结构进行冷却；然后进入侧石墨反射层的冷氦气孔道，向上流动，由上反射层的下部进入堆芯；向下流过随机堆积的球床堆芯，带走堆芯发热，通过下反射层的孔洞汇集于下部热气混合室；高温氦气（750℃）在下部热气混合室经扰动混合成为温度较均匀的高温氦气，再进入热氦气环道，汇集至热气管入口，经热气管进入蒸汽发生器壳体内的再热器传热管束上部，向下经过再热器传热管束（管外侧），进入蒸汽发生器；在蒸汽发生器传热管间，高温氦气自上而

下流过蒸汽发生器传热管。经再热器与蒸汽发生器冷却后，750℃的高温氦气成为 250℃的冷氦气，向上流经蒸汽发生器外围与壳体之间的环缝流道和冷氦气上升管，进入主氦风机吸入口，完成了反应堆冷却剂的闭合循环流程。

氦气冷却剂自上而下流过堆芯的流程具有下述优点：

(1) 有利于球床的稳定。

(2) 运行时，控制棒处于较低的运行温度。

(3) 高通量区的燃料由低温冷却剂冷却，有利于核燃料的温度展平，降低燃料运行的平均温度和最高温度。

(4) 正常运行条件下，燃料的高温区位于堆芯下部，在发生冷却剂流量丧失事故时，由于自然对流，燃料的最高温度区将向上部转移，有利于利用燃料元件的热容，降低事故过程的燃料最高温度。

5.1.2.2 一回路冷却剂系统主要运行参数

表 6.2-15 给出了一回路冷却剂系统在额定功率下的主要运行参数。

表 6.2-15 额定功率下的主要运行参数

参 数	数 值	参 数	数 值
热功率	458MW	堆芯入口冷却剂温度	250℃
冷却剂压力	9.0MPa	堆芯出口冷却剂温度	750℃
冷却剂流量	176kg/s	一回路流动压力损失	233kPa

5.2 陶瓷堆内构件

5.2.1 石墨和碳堆内构件的简述

石墨和碳堆内构件是由石墨和碳材料组成的堆内构件，因为石墨和碳都属于陶瓷材料，所以又称陶瓷堆内构件。

石墨和碳堆内构件紧靠由球形燃料元件组成的堆芯，形成一个大的带有石墨中心柱的筒体结构，称堆芯腔。由石墨结构组成反射层，在侧反射层的外围是由碳结构组成的热绝缘层。

石墨堆内构件包容环形堆芯，构成了燃料元件的通道。燃料元件由堆的上部经供球管进入堆芯腔向下流动，通过下面的卸球管流出堆外。

石墨堆内构件形成载热剂氦气的流道。冷却后的氦气由热气管的外侧进入反应堆压力容器的底部，然后进入侧反射层石墨砖的冷氦气通道，经由侧反射层的上部的许多狭缝进入堆芯腔。大部分氦气进入堆芯；另一部分氦气进入中心石墨柱。流经堆芯的氦气被加热后继续向下流入热气混合室，在那里通过热气管的内管流出反应堆。

在石墨侧反射层内布置有许多控制棒导向孔道，而在石墨中心柱内则布置有许多吸收球孔道。

石墨堆内构件的结构主要是指石墨反射层结构，它是一个具有环形空腔的圆柱体。当量内径为 5620mm，高为 15 200mm。在堆芯的中央有一个中心石墨柱，侧反射层和中心石墨柱中间的环形中空部分是堆芯腔。堆芯腔的等效外直径为 4 000mm，内直径为 2 200mm。堆芯腔等效高度为 11 600mm。堆芯活性区的等效高度为 11 000mm。在中心石墨柱内同样布置有反应性控制系统，并有冷氦气孔道通过。

碳堆内构件主要由顶碳绝热层、侧碳绝热层和底碳绝热层组成。碳堆内构件的组成近似为圆筒形结构，其高 16 400mm，等效外径为 6040mm，内部空腔正好装下石墨反堆内构件结构。石墨和碳堆内构件的具体结构见图 6.2-42。

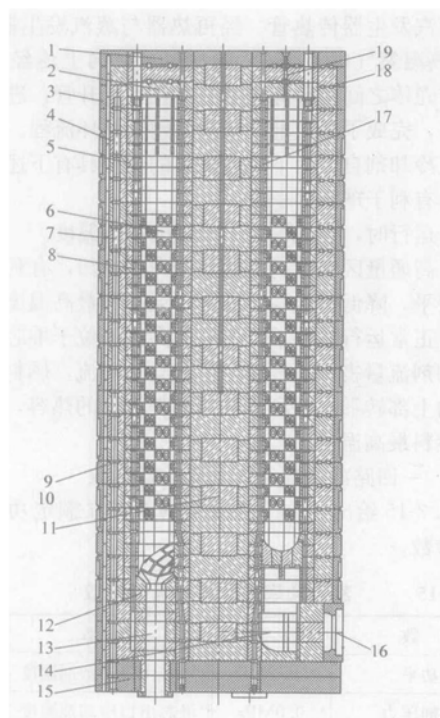


图 6.2-42 石墨和碳堆内构件结构图

- 1 顶绝热层；2 顶反射层；3—侧绝热层；4—侧反射层外石墨砖；5—侧反射层内石墨砖；6—堆芯腔；7—冷氦气孔道；8—控制棒导向孔道；9—燕尾键；10—中心石墨柱外砖；11—中心石墨柱内砖；12—底反射层；13—燃料球卸球管；14—热气混合室；15—底绝热层；16—热气导管；17—吸收球孔道；18—棒；19—燃料球进球管

5.2.2 石墨和碳堆内构件的设计考虑

石墨和碳堆内构件是高温气冷堆堆本体的重要部件之一，它支撑堆芯，保证燃料球的流动运行畅通，组织载热剂流道，形成控制系统的各种功能性孔道，保证各控制部件的运动。因此对于反应堆的安全性和完整性是必不可少的。

对于石墨和碳堆内构件的设计，就是要保证在任何工况下都能做到安全停堆，能够安全地导出余热，不致使堆芯温度升高超过允许值。

对于由不能焊接的石墨和碳所组成的散体结构，除了采用销、键和棒等连接结构以外，还必须用金属结构进行限位和支承，以保证石墨和碳堆内构件的整体性和完整性，从而达到安全性。

石墨堆内构件的设计，必须保证在陶瓷堆内构件寿期内所能经历的各种载荷和载荷组合条件下，满足各种工况下的应力限值和变形限值。特别是必须考虑因为快中子辐照产生的辐照变形和辐照蠕变所产生的载荷；要考虑石墨材料的各向异性性质和材料强度分散性大对应力评价的影响。

由于高温快中子辐照的作用而在石墨砖内产生的变形和应力，靠近堆芯侧的石墨砖的寿命可能低于反应堆的寿命。在设计上必须考虑更换达到设计预期寿命的石墨砖，也就是部分石墨砖在反应堆寿期内必须采取更换措施。

要保证控制棒导向孔道通畅，不产生妨碍控制棒自由下落的变形；要保证吸收球能顺利流进在中心反射层的孔道内。

在设计上要采取措施，防止燃料球因振动密实发生球流受阻现象。

必须采取有效措施防止冷氦气流和热氦气流的旁通

漏流。

在设计中要考虑部件的制造、安装的方便、经济，并考虑退役时拆出的可能性。

5.2.3 石墨和碳部件的功能

- (1) 形成堆芯腔并组成燃料球的流道。
- (2) 构成氦气冷却气体的流道。
- (3) 为控制棒、辐照实验孔、中子源、吸收球系统提供导向通道。
- (4) 组成对堆芯中子的反射层。
- (5) 用键、棒进行连接，形成堆内构件的整体结构；键还起到对氦气流的防漏作用。
- (6) 在停堆的过程中石墨和碳结构又作为余热导出的路径。
- (7) 碳结构主要是作为热绝缘层，起绝热作用。
- (8) 多数碳砖中加入 B_4C 主要是为了吸收热中子，目的是保护在其外围的金属结构免遭过量的中子辐照。

5.2.4 石墨堆内构件所处的环境条件

- (1) 石墨承受本身自重和作用它上面的部件产生的机械载荷。
- (2) 石墨反射层的内表面承受燃料元件流动的磨损和球床静压力。
- (3) 石墨堆内构件承受由氦气流动压差所产生的压力作用。
- (4) 在事故条件下由于蒸汽和水的进入堆芯，造成石墨的腐蚀从而降低石墨部件的承载能力。
- (5) 石墨部件承受由于地震动产生的作用力。
- (6) 石墨部件承受由于受到稳态温度场和瞬变温度场所产生的热应力的作用。

(7) 石墨部件承受由堆芯射出的快中子在高温下的辐照，从而产生的变形和应力。

(8) 侧反射层内层石墨砖、中心柱石墨砖和顶反射层石墨砖将根据使用寿命进行更换。其他石墨结构在反应堆寿期内不更换。

5.2.5 石墨和碳堆内构件的设计

5.2.5.1 侧反射层和侧绝热层

石墨侧反射层结构是一个直圆筒结构。它上面支撑着顶反射层结构和顶绝热碳砖结构，底部坐在底绝热碳砖上。内部包容堆芯和连接底反射层结构，外部连接侧碳绝热层结构。

侧反射层的石墨砖要经受高温和较大的快中子辐照。为了保证反应堆的寿命，须将侧反射层的石墨砖沿径向分为两层。内石墨砖在达到石墨材料的寿命后可以更换。侧反射层的每一层由 24 个扇形石墨砖组成环形结构。内、外层石墨砖都各自组成 24 边形。外层砖厚度（高度方向）是内层砖的一倍。内扇形石墨砖的厚度为 300mm，径向宽度为 350mm；外扇形石墨砖的厚度为 600mm，径向宽度为 460mm。扇形夹角为 10° 。

对每层的 24 个内石墨砖，每个石墨砖上在靠近堆芯侧开有一个控制棒导向孔。对每层的 24 个外石墨砖，每个石墨砖上开有两个冷氦气孔道。控制棒孔道直径为 130mm；冷氦气孔道的直径为 160mm。

在侧反射层内为防止和减少冷氦气和热的石墨砖之间的传热，位于堆芯轴向下 2/3 高度上的冷氦气孔道内都加了石墨套筒。套筒的内径为 160mm。为了套筒进行承插，套筒的一端加粗。为了减小传热，在套筒和石墨之间留有气隙 2.0mm，称为热衬。

为减少控制棒孔道内控制棒落下的阻力和减少传热,控制棒孔道内也加了套筒,套筒内径为130mm。

石墨砖之间以及石墨砖和碳砖之间的连接是靠榫、键实现的。地震载荷主要作用在榫和键上。合理地设计键结构能够起到防漏作用,以便减少冷却堆芯氦气的旁流损失。为了达到氦气防漏的目的,凡在两层砖圆形孔道接口处,都设计有高为60mm的套环。

侧碳绝热层结构位于侧石墨反射层的外围。每一层由24个扇形碳砖组成。大多数层碳砖厚度为600mm。

碳砖和石墨砖在方位角上是一致的。每一对碳砖和石墨砖之间用两个燕尾形键进行连接,保证在一个方位角上的碳砖和石墨砖连成一个整体,形成一个柱。

在每两层碳砖的接口处放有限位箍紧带,防止石墨堆内构件的松散。七层碳砖的外侧砖上有键槽以便插入防转键,为了防止碳砖和整个石墨结构的旋转。

靠近热管周围的碳砖是由特殊形状的碳砖组成的,以适应穿过热管的要求。

5.2.5.2 中心石墨柱

在环形堆芯的中央设计有石墨柱,以保证使堆芯呈环形的。石墨柱坐在底反射层上;而它的顶部则支撑顶反射层。石墨柱的外径为2200mm。

和侧反射层一样,中心石墨柱在径向上也分为两层。中心是起支撑作用的石墨砖。它是由大块长方形石墨十字交叉并相嵌而形成的。每层砖的平均厚度是600mm,等效直径为1500mm。外层由扇形石墨砖组成,厚度为300mm。中心柱上的外层石墨砖必须用石墨键锁紧在内层石墨砖上。

在中心石墨柱上开有吸收球导向孔,位于堆芯区范围内每块砖上有三个吸收球孔道。孔道内有套管,套管的内径是90mm。在中心支承石墨柱上有4个氦气冷却孔道,孔道的直径为200mm。冷氦气的入口位于中心石墨柱靠近顶反射层的上部;而出口则位于中心石墨柱靠近底反射层的下部。

中心石墨柱的中心开有直径为40mm的孔道以便放置中子源。

中心石墨柱必须设计成在反应堆的寿命内能够进行更换。当中心石墨柱的外石墨砖达到其寿命时,就必须对整个中心石墨柱进行更换。

5.2.5.3 底反射层,热气混合室和底绝热层

底反射层位于侧反射层下部的内侧,坐在底碳绝热层上,它的内侧是中心石墨柱。热气混合室也包括在底反射层内。

由于反应堆堆芯是环形的,并且具有三个燃料元件卸球管,所以底反射层上表面是复杂的。为了使燃料球在底反射层上的通畅流动,设计中是以三个卸球管中心作为最低点,卸球管中心所在圆上两个卸球管之间作为最高点,从最高点到最低点在卸球管中心所在圆上展开线与水平线夹角成30°。以此原则作为底反射层上表面的设计基准。

底反射层上边的第一层砖在径向分为4层,在环向上分为3段,每两段之间有6组石墨砖。每两段之间是卸球管石墨砖。这些砖之间无论在径向上还是环向上都开有20mm宽的狭缝,作为流向热气混合室的热氦气的流道。

最下面的三层石墨砖每层厚为500mm,热气混合室就在这三层石墨砖中。热气混合室就是在这些砖之内做成的环形空间,其高度为1000mm。朝热气导管方向有矩形到圆形过渡的孔道,流通面积为0.800m²。热的氦气在这里集中,然后流向热气导管。

三个燃料球出口处有三个卸球管。每个卸球管直径

为500mm。

热气导管上方的扇形石墨砖和三个卸球管内三层石墨砖靠内壁部分放置有含B₄C的石墨棒,含B₄C石墨棒直径为15mm,布置成正三角形排列,栅距为30mm。石墨棒的B₄C重量含量为5.0%。

底部碳绝热层由2层碳砖组成。每层碳砖在径向方向上分为3组环形结构。外围两组各由24块扇形碳砖组成,而内组则由3个碳砖组成。每层碳砖厚为400mm。上层的碳砖含有B₄C,其重量比为5.0%。

在底部碳砖中,共有冷氦气通道48个,其内径为160mm,和侧反射层内的冷氦气孔道相连。在中心碳砖上有停堆吸收球8个孔道,其内径为80mm,和中心柱内的吸收球孔道相连。在这些孔道内都加有石墨套管。

下层的碳砖就坐在下支承板上,用榫和榫槽(在碳砖下表面)进行连接。在碳砖和碳砖、碳砖和石墨砖的接触面上也用榫销进行连接。为了阻止在碳砖结构内氦气的径向流动,使在石墨反射层中的方键一直延伸到碳砖的下层。

在相应堆芯环形区位置的碳砖环形区内有三个燃料球卸球管,下面连接金属卸球管,上承石墨结构内的卸球管。卸球管内衬石墨衬管,石墨衬管内径为500mm。

5.2.5.4 顶反射层和顶绝热层

由于采用中心石墨柱,简化了顶反射层的设计。顶反射层的石墨砖就支承在侧反射层和中心柱的顶端。顶石墨反射层共两层,每层各厚400mm。

顶石墨反射层由24个扇形石墨砖组成。每个砖的长度是1600mm。

扇形石墨砖的大头放在侧反射层的内石墨砖上,并开有比较大的孔洞和控制棒导向孔相对应。它的小头放在中心石墨柱的外石墨砖上,共有8个砖上开有较大的孔洞和吸收球导向孔相对应。两层砖用石墨砖连成一个整体。

有三个燃料球供球管均布在三个顶反射层石墨砖上。这些燃料元件供球管和下面的燃料元件卸球管在环向上错开60°。

顶部碳绝热层叠摆在顶反射层的上方,由一层碳砖组成,厚为400mm。

顶部碳绝热层在径向上分为三层,外层和中间层每层都有24块扇形碳砖。内层有三块碳砖。

外层碳砖支承在永久侧反射层上;内层碳砖摆在中心石墨柱上;而中间层碳砖则放在顶反射层石墨砖上。中间层碳砖较长,有1600mm。它的大头有控制棒导向开孔,小头有8个砖有吸收球开孔。

在顶部绝热碳砖内相应堆芯环形区位置的上方,设计有3个燃料元件供球孔,每个孔的直径为65mm。其位置正好和顶反射层石墨砖上的燃料元件供球孔相一致。

在顶碳绝热层的碳砖内全部含有B₄C,其重量比为5.0%。

顶碳砖上表面开了榫孔或键孔,位于其上面的金属定位榫或键插入榫或键孔中,以保证碳砖的定位。而碳砖下表面和顶反射层石墨砖用榫销联结,以保证石墨结构的定位。

金属定位块压在顶碳砖上,顶反射层上方的热屏蔽就定位在外围和中心压块的结构上,以保证碳砖和石墨结构在运行中的稳定。

5.3 金属堆内构件

5.3.1 金属堆内构件组成

金属堆内构件(见图6.2-43)主要由堆芯壳、上支撑环

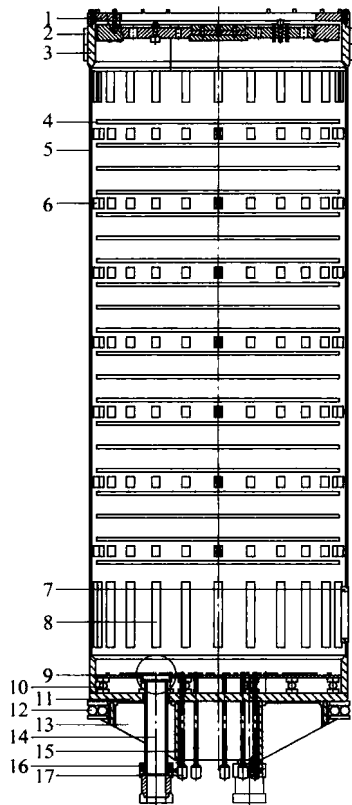


图 6.2-43 金属堆内构件结构

- 1—上支撑环板；2—限位键；3—堆芯壳上法兰；4—围带；
5—堆芯壳筒身；6—防旋转键；7—热管法兰；8—水平限位；
9—下支撑板组件；10—支撑滚柱组件（2）；11—堆芯壳底板；
12—支撑滚柱组件（1）；13—肋板；14—燃料球出球管；
15—吸收球出球管；16—接管密封组件；17—吸收球供料器

板、下支撑板、支撑滚柱、压块和管件等组成。其中最主要的就是堆芯壳。包括上支撑环板、下支撑板等在内的堆芯壳组件是金属堆内构件的核心部分。

堆芯壳组件的主要作用就是支撑由石墨、碳砖和燃料元件组成的陶瓷堆芯结构，并把由于机械、重力、热膨胀以及由于地震力等各种条件产生的载荷通过棒、支承滚柱以及各种限位键等结构传递给压力容器的筒身，保持陶瓷堆芯结构的稳定。

堆芯壳组件本身又能减弱由堆芯来的中子及各种射线的作用，保护压力容器免受更高辐照照射，起着类似压水堆中的热屏蔽的作用。

堆芯壳组件是介于陶瓷堆内构件和压力容器之间的层间结构，分出入口流通的氦气，起着隔热的作用。在反应堆事故工况下它又起到由堆芯向外界环境传热路径的功能。

5.3.2 金属堆内构件的设计考虑

在反应堆的整个寿命内，金属堆内构件在任何工况下都必须保证能够安全停堆和不妨碍余热的导出，这就必须要保证金属堆内构件的完整性和可靠性。

对于堆内构件的设计，要保证在反应堆的整个寿命内，在任何一个部件上都不会产生过大的变形和应力，即部件本身不会产生任何形式的失效。

在极限工况条件下，也要保证控制棒导向管和吸收球接管的畅通，绝不能出现卡棒和卡球现象。

凡形成氦气流通的金属堆内构件内的通道都必须通畅，避免形成过大的阻力，影响氦气的流动。

金属堆内构件的设计应能保证对陶瓷堆内构件的充分支

承和正确的对中，防止和陶瓷砖有过大的相对滑动和陶瓷砌体的转动。

金属堆内构件应尽可能地远离堆芯，避免金属构件承受过大的辐照和高温。

在结构部件的设计中，要考虑制造、运输、安装方便。并且考虑当反应堆退役时，能够拆除堆内构件。在设计中对选材、制造等技术要力求经济合理，尽可能做到降低成本。

5.3.3 金属堆内构件的功能

- (1) 支撑石墨和碳堆内构件，保证它们在堆内的稳定。
- (2) 构成氦气冷却气体的流道。
- (3) 为控制棒、中子源和吸收球系统提供了导向通道。
- (4) 将作用在燃料球床和石墨堆内构件上的载荷传递给压力容器。
- (5) 可以起到热屏蔽的作用。
- (6) 在停堆的过程中金属结构也作为余热导出的路径。

5.3.4 金属堆内构件所处的环境条件

对于各种运行及事故工况下，金属堆内构件所承受的载荷和载荷组合有以下几种：

- (1) 球床堆芯的重力，石墨和碳堆内构件的重力，金属堆内构件本身的重力。
- (2) 氦气流动所产生的压差。
- (3) 运行安全地震动所引起的冲击载荷，或 1/2 极限安全地震动所引起的冲击载荷。
- (4) 热效应、热胀差和温度梯度所引起的载荷。
- (5) 燃料球的流动所引起的载荷。
- (6) 由于控制棒误动作所引起的载荷。
- (7) 由于安装、操作时所引起的机械载荷。
- (8) 蒸汽发生器传热管泄漏后水蒸气进入堆芯所引起的载荷。
- (9) 一回路失压事故所引起的载荷。
- (10) 极限安全地震动所引起的载荷。
- (11) ATWS 事故。

5.3.5 金属堆内构件的结构

金属堆内构件主要由堆芯壳、上支撑环板、下支撑板、支撑滚柱、压块和管件等组成。

5.3.5.1 堆芯壳

堆芯壳是一个薄壁型焊接直圆筒结构。它的下端有筒体底部结构。为增加总体结构的刚度，筒体上缘部分做成加厚的上法兰段，而筒体的下部则有以下加厚段。筒体的主段内径为 6300mm，外径为 6400mm。上法兰的内径为 6100mm，外径为 6500mm。下加厚段的内径为 6100mm，外径为 6400mm。底板厚为 200mm，由于底板支承着整个堆芯结构，必须增加其垂直方向的刚度，以减小在承重时的挠度。所以在底板下部焊有 12 个辐射状的肋板，肋板厚 80mm。并用焊接的内筒和外筒一起加强整体的刚度，内、外筒壁厚均为 80mm。

整个堆芯壳是通过 24 组圆周均匀分布的支撑滚柱组件支承在反应堆压力容器筒身下部的支撑台上，每组支撑滚柱组件包括两个直径为 250mm 的滚柱。这些支承滚柱组件的上盖板螺栓连接在堆芯壳底板圆周下侧，支撑滚柱组件的下盖板坐在压力容器筒身下部的支撑台上。支撑滚柱放在上下盖板之间，盖板厚为 100mm。使用支撑滚柱是为了能够补偿堆芯下支撑板和压力容器之间的热膨胀差。在盖板、滚柱之间有扇形齿轮和齿条相连，防止滚柱沿盖板滑动。

为了保证堆芯壳对压力容器的对中要求，在上、下法兰

段外表面各焊装有四个导向键。为了保证键和压力容器筒身内壁上的键槽配合良好、间隙均匀，保证堆芯壳组件和压力容器的对中，在键和键槽之间加装调整片，以此保证堆芯壳组件的精确定位。

用 64 个螺钉保证堆芯壳和上支撑环板的联结。并用 3 个销钉保证再拆装精确定位。

5.3.5.2 下支撑板

下支撑板是直接支承陶瓷堆内构件的设备。最下层碳砖就坐在下支撑板上。在下支撑板上有 3 个燃料球出口管。下支撑板直径为 6090mm，厚度为 80mm。

下支撑板由两种扇形板组成。将下支撑板分成两个环，外环由 12 个扇形板组成，每个扇形板由 5 个支撑滚柱支撑；内环由 3 个扇形板组成，每个扇形板由 3 个支撑滚柱支撑。各块扇形板用螺钉和销钉互相连接起来。这样做的目的是为了防正当在下支撑板上温度分布不均匀时产生过大的热变形。

为了使碳砖在下支撑板上定位，下支撑板上安装有棒，用于定位碳砖。同时在下支撑板上还有管接头和接管，以便向上连接冷的氦气通道、卸料管通道和吸收球通道。

下支撑板既然是支撑陶瓷构件的重要部件，它必须有足够的稳定支撑，防止转动，并能够承受住地震力的冲击。为此在下支撑板的下面设置三排支撑滚柱，最内圈 9 个，中圈 24 个，最外圈 36 个。支撑滚柱直径为 200mm。支撑滚柱放在上下盖板之间，盖板厚为 100mm。用支撑滚柱是为了能够补偿下支撑板和堆芯壳底板之间的热膨胀差。在盖板、滚柱之间有扇形齿轮和齿条相连，防止滚柱沿盖板滑动。

下支撑板的边缘开有均匀分布的键槽，以便和堆芯壳下加厚段的键相配合，以此传递地震载荷并防止下支撑板相对堆芯壳的转动。

5.3.5.3 上支撑环板

上支撑环板是一个大的圆环形板，中央有一个大孔，板厚为 200mm，外径为 6500mm，内径为 4850mm。上支撑环板主要起增加堆芯壳组件顶部刚度和定位压块的作用。

上支撑环板用 64 个螺栓、3 个销钉和堆芯壳的上法兰段连接。

上支撑环板是要求可拆卸的设备，其上的所有部件都不能采用焊接连接，必须采用具有防松措施的螺栓连接。64 个主螺栓应首先表面磷化，然后再涂上润滑剂，以防止在堆运行期间被咬死。

5.3.5.4 压块

为了保持由石墨和碳砖叠砌成的柱状结构的稳定，保证其不至上下窜动，设计使用了压块压在最上层碳砖的表面上。

24 块扇形压块压在顶碳砖圆周外侧，每个压块压在一个碳砖上，形状和其下面的碳砖近似，压块厚为 400mm。每个压块用两个螺栓柱连接到上支撑环板上用于定位。

3 个圆柱形压块压在顶碳砖中心，外径约为 1440mm，总厚为 400mm。

5.3.5.5 热屏蔽

一共有 24 块热屏蔽，每一块小端搭在中心圆柱形压块上，大端搭在外围扇形压块上，每个热屏蔽大端开有控制棒孔道，8 个热屏蔽小端上开有吸收球孔道、3 个热屏蔽中间上开有燃料球进球管孔。

5.3.5.6 出球管和密封结构组件

内径为 500mm 的 3 个出球管用法兰和螺钉连接到下支撑板上。出球管向下插入密封结构中，密封结构下端焊接到压力容器底封头的接管上。密封结构主要的作用是：防止氦

气泄漏，并补偿压力容器和金属堆内构件之间的变形差。

7. 围带和防旋键

围带和防旋键是为了限制堆内陶瓷构件在地震等冲击载荷作用下发生位移而设计的，其中围带主要用于防止上下层陶瓷构件的相对错动，安置在上下两层陶瓷构件截面相交处；防旋键主要用于防止陶瓷构件整体相对于堆芯壳旋转，连接在堆芯壳内壁面，并插入碳砖上的防旋键槽内。

5.4 压力容器

5.4.1 反应堆压力容器

5.4.1.1 反应堆压力容器的功能

反应堆压力容器是一回路系统的重要设备，是主回路压力边界的主要部分之一。堆内金属构件、石墨和碳堆内构件、控制棒和燃料球床等部件均置于压力容器内。压力容器成为主回路冷却剂压力边界的主要部分之一。压力容器又是堆内金属构件、碳和石墨堆内构件、控制棒驱动机构及吸收球系统等部件在压力容器上安装定位的基准。

压力容器具有足够的强度和稳定性。在反应堆整个寿命期内，在各种运行工况和试验条件下，均能保证结构的完整性和可靠性，防止发生放射性物质的外泄。

5.4.1.2 主要技术参数

HTR-PM 反应堆压力容器的主要参数见表 6.2-16。

表 6.2-16 反应堆压力容器的主要参数

参 数	数 值	参 数	数 值
工作压力	9.0MPa	法兰外径	7.64m
工作温度	250℃	法兰与管嘴材料	SA508-3-Cl.1 锻件
设计压力	10.2MPa	封头与筒体材料	SA533-B-Cl.1 钢板 SA508-3-Cl.1 锻件
设计温度	350℃	支承个数	承重支撑耳架 4 个， 侧向支撑耳 4 个
介质	氦气	筒体上段壁厚	192mm
内径	6.7m	筒体下段壁厚	290mm
总高度	25m	总质量	1076t

5.4.1.3 压力容器的结构描述

压力容器的结构设计见图 6.2-44。压力容器的主体由三部分组成，顶部的检修顶盖、压力容器顶盖（以下简称“顶盖”）和压力容器筒体（以下简称“筒体”）。分别描述如下：

(1) 检修顶盖。检修顶盖由部分球形的顶盖封头与锻件加工的顶盖法兰焊为一体。它通过 52 根螺栓将检修顶盖与压力容器顶盖联结起来。连接法兰对由 2 道金属 O 形环进行密封。检修顶盖封头上布置有 8 个吸收球驱动孔道管嘴、8 个吸收球驱动气体管嘴和 1 个中子源孔道管嘴。检修顶盖封头应使用一块整钢板冲压制造。

检修顶盖法兰密封面堆焊两种不锈钢，第一层为 E309L，第二层及以后各层为 E308L。为保证密封功能，O 形环的法兰密封面和环槽

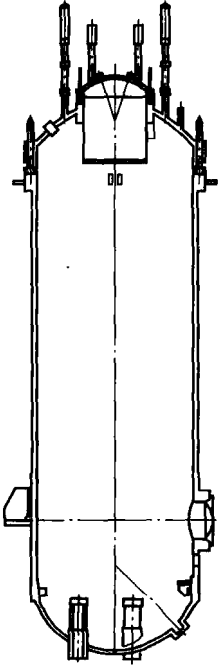


图 6.2-44 压力容器的结构图

密封面尺寸精度和光洁度的要求很高。

(2) 顶盖。顶盖由部分球形的顶盖封头与锻件加工的顶盖下法兰和上法兰焊为一体,成为顶盖的主体。它通过 68 根主螺栓将顶盖与筒体联结起来。顶盖法兰面上有一道金属 O 形环的密封槽。另外法兰外缘设置一道 Ω 形密封环,可与筒体之间进行 Ω 环焊接密封。顶盖封头上为穿管区,这里布置有 24 个控制棒孔道管嘴、8 个材料监督孔道管嘴、3 个燃料球加料开孔和 1 个人孔,共 36 个管嘴和开孔。

顶盖法兰密封面堆焊两种不锈钢,要求与检修顶盖相同。

(3) 筒体。压力容器的筒体主要由筒体法兰、筒体上段、筒体下段和下封头组成。

(4) 筒体法兰。筒体法兰上有 68 个主螺栓螺纹孔。筒体法兰采用 SA508-3-Cl.1 锻件。筒体法兰高约 1.2m, 外径 7.64m, 内径 6.7m, 重约 95t。筒体法兰内侧有堆芯壳定位上滑键(4 个), 其外侧有压力容器侧向支承耳 4 个。筒体法兰密封面堆焊要求与检修顶盖相同。

(5) 筒体上段和筒体下段。这两段均可由 SA533-B-Cl.1 级钢板卷板焊接而成,也可采用 SA508-3-Cl.1 锻件。筒体上段壁厚 192mm, 它与其上、下的筒体法兰和筒体下段用焊接方式联结起来。筒体下段厚 290mm。筒体下段有堆内构件的支承座(24 个)和定位下滑键(4 个),焊接到筒体下段内壁上。在筒体下段的侧向还开有一个热气导管的大开孔,内径 1840mm, 大开孔的外接法兰采用 SA508-3-Cl.1 锻件。大开孔外接法兰密封面也需堆焊不锈钢并机加工成形。筒体下段外侧还焊有 4 个承重支承耳架。承重支承耳架和堆内构件支承座要求有较高的强度,可以采用 SA508-3-Cl.1 锻件或 SA533-B-Cl.1 钢板加工后与下筒体相焊。

(6) 筒体下封头。筒体下封头由一个球形封头构成,壁厚 146mm, 材质为 SA533-B-Cl.1 钢板冲压拼焊而成。筒体下封头上有 3 个内径 500mm 的卸料管管嘴, 另外 6 个热电偶管嘴和一个人孔。

(7) 主螺栓与螺母。主螺栓与螺母材料为 SA540-B24-Gr.3 锻棒。68 根主螺栓将均布配置。主螺栓和螺母表面进行磷化处理,以保护螺纹表面。用专门设计的液压拉伸机,实施主螺栓的轴向张拉,以得到准确、均匀的予紧载荷。

5.4.1.4 压力容器的结构特点

综上所述,压力容器具有下述结构特点:

(1) 压力容器是反应堆主回路冷却剂压力边界的重要组成部分,反应堆陶瓷堆芯结构和控制棒、吸收球等重要部件均置于压力容器内。

(2) 压力容器的选材与轻水动力堆压力容器相同,各法兰、管嘴均采用锻件,筒体和封头则可选用板材或锻件。

(3) 压力容器的穿管均布置在压力容器的上、下 3 个封头上,仅有一个热气导管大开孔布置在下筒体的侧向。

(4) 压力容器采用双层顶盖。打开顶部的内径 2.8m 的检修顶盖,可进行堆内构件检修和石墨反射层更换的操作。筒体上方的大顶盖只是在反应堆初次安装时打开,在反应堆运行后,大顶盖一般不再打开。

(5) 压力容器顶盖和筒体法兰密封面均堆焊不锈钢,法兰密封面是在法兰锻件表面上堆焊不锈钢后经机加工而成,机加工后的堆焊层厚度不小于 6mm。采用单道或双道表面镀银的金属 O 形环作为法兰的密封元件,对于很少打开的法兰,还另外设置一道 Ω 形密封环进行焊接密封。

(6) 压力容器上的焊缝有严格的质量要求。焊缝热处理后,除按 ASME 一级设备规定对焊缝和热影响区进行 100%

射线检验和磁粉检验(或渗透检验)之外,还要进行 100% 超声波检验。在压力容器水压试验之后,除按 ASME 一级设备规定对焊缝和热影响区进行磁粉或渗透检验之外,还要进行超声波检验,重点为主要焊缝及缺陷补焊部位。

(7) 由于筒体下段开有大口径的开孔,在压力容器水压试验时,应设置专门设计的盲板堵住开孔。其他管嘴也要设计安排盲板堵孔。

5.4.1.5 设计载荷与组合

反应堆压力容器的设计考虑了下列载荷:内压;温度效应;由于管道反作用力而作用于接管的外部机械载荷;堆芯结构的质量;燃料球床的重量;压力容器内其他结构的质量;支撑的反作用力;断管反力与地震载荷。

荷载组合如下:

(1) 设计工况和正常工况。设计压力和设计温度,静重,穿管荷载。

(2) 预计运行事件。正常和预计工况瞬态,静重,穿管荷载,1/2 的 SL-2 地震载荷。

(3) 稀有事故。稀有事故瞬态,静重,穿管破口荷载,SL-2 地震载荷。

(4) 极限事故。极限事故瞬态,静重,穿管荷载,SL-2,断管反力。

(5) 附加工况。附加工况瞬态,静重。

(6) 水压试验。水压试验压力,自重(容器卧式进行水压试验时可忽略自重)。

5.4.2 反应堆一回路主要设备的支撑

反应堆一回路系统主要设备包括反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体以及它们之间的连接壳—热气导管壳体。热气导管壳体通过两端的法兰与反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体相连,并与它们共同构成一回路压力边界。

反应堆一回路系统主要设备的支撑设计时应进行以下一些方面的考虑:

(1) 应保证在各种运行条件下,热气导管壳体承受尽可能小的附加弯曲和轴向载荷。

(2) 支撑系统应使一回路主要设备的变形及位移在允许限值内。

(3) 支撑系统应在各类运行条件下的应力水平均在应力限值内。

一回路主要设备的支撑系统由反应堆压力容器支承件和蒸汽发生器支承件组成。反应堆压力容器支承件和蒸汽发生器支承件的支承面取在热气导管壳体的轴线高度,并保证反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体在支承面的高度不产生轴向位移。从而,热气导管壳体的轴线永远保持在支承面上。同时,支承件使反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体在垂直与热气导管壳体轴线的水平方向上不发生位移,或使位移限制在一定的限值内。因此,反应堆压力容器的支撑应在各种工况下,保证反应堆压力容器的轴线位置不动,并且轴线没有转动位移。蒸汽发生器壳体可以沿热气导管壳体的轴线方向水平移动,不能沿垂直与热气导管壳体轴线方向水平移动。地震条件下,应尽量减少热气导管壳体的附加应力。热气导管壳体的附加载荷包括轴向附加载荷和附加弯曲载荷,都是由蒸汽发生器壳体水平动力效应引起的。

支撑系统的支撑结构由焊接在压力容器筒体侧面的支撑耳架、固定在反应堆舱室和蒸汽发生器舱室的混凝土墙壁上的支撑座构成。

5.4.2.1 反应堆压力容器支撑系统

反应堆压力容器有两个支撑面,一个是在热气导管壳体

标高处的中间支撑面，一个是在压力容器上部的上支撑面。

在压力容器中间支撑面位置，沿压力容器周向均布四个支撑耳架焊在压力容器上，每个支撑耳架通过支撑垫支撑在一个支承座上。耳架在支承垫上可以沿着压力容器的径向滑动，保证了在温度效应下压力容器能够沿径向膨胀；压力容器不允许沿垂向和周向移动。支撑座通过 8 个 M120 的螺栓固定在混凝土结构上。支撑座上带有两套冷却水管，与余热排出系统相通，以减少由支撑耳架经过支承座向混凝土结构的传热。

在压力容器上支撑面处，有四个周向均布的侧向支撑，在发生地震时，防止压力容器倾倒。每个侧向支撑由 4 个 M80 螺栓固定在混凝土结构上。侧向支撑与反应堆压力容器的侧向支耳之间通过侧向连接杆、U 形插套和销栓连接。在侧向支耳与侧向连接杆间有滑块，允许压力容器沿径向和轴向热膨胀。

5.4.2.2 蒸汽发生器壳体支撑系统

蒸汽发生器壳体的支撑系统也有两个支撑面。

蒸汽发生器壳体的垂向支撑面与反应堆压力容器的垂向支撑面处于同一水平高度，即在热气导管壳体中心轴线的标高处。四个与热气导管轴成 50° 的支撑耳架焊在蒸汽发生器壳体上，支撑耳架固定在支撑座的支撑垫上。耳架在支撑垫上可以滑动，不限制蒸汽发生器壳体的水平位移。支撑座和支撑耳架间不允许有垂直方向的位移。支撑座通过 4 个

M80 的螺栓固定在舱室的混凝土结构上。支撑座上带有两套冷却水管，与生物屏冷系统相通，以减少由支撑耳架经过支撑座向混凝土结构的传热。

蒸汽发生器壳体有一个侧向抗震支撑，由 4 个 M80 螺栓固定在混凝土结构上，是防止蒸汽发生器壳体发生垂直于热气导管壳体轴线的水平位移的。侧向支撑与蒸汽发生器壳体的侧向支耳之间通过侧向连接杆、U 形插套和销栓连接。在侧向支耳与侧向连接杆间有滑块，允许压力容器沿径向和轴向热膨胀。

5.5 热气导管及其壳体

5.5.1 热气导管

热气导管为内径 900mm、管内外绝热的管道。它的一端与堆芯结构的热氦气环道出口及堆芯壳相连，另一端接到蒸汽发生器的氦气入口端。热气导管具备以下几项功能：

- (1) 提供堆芯出口氦气导入蒸汽发生器的通道。
- (2) 冷、热氦气之间的隔离。管内外相互之间的漏流和传热应限制在允许范围内。
- (3) 提供必要的热补偿环节，避免在各种运行条件下，因部件热膨胀的不同，产生过大的应力和破坏结构的完整性。

图 6.2-45 为热气导管结构图。

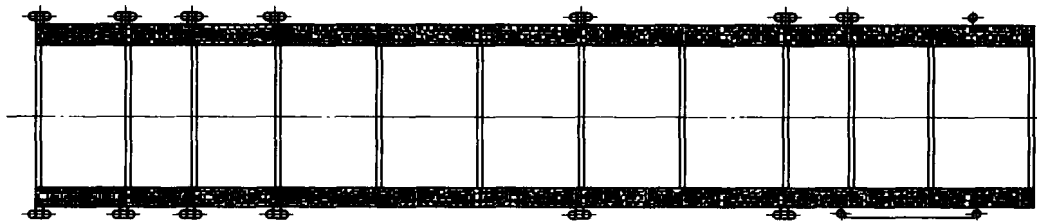


图 6.2-45 热气导管结构

热气导管主要由法兰、波纹管、外管壁、内管壁、内外管壁之间的隔离锥筒、纤维绝热层等组成。

热气导管的外管壁用以作为其内部绝热层、内管壁的支撑结构和冷、热氦气的密封隔离。再考虑到热补偿的需要，采用了 3 段波纹管，外管壁两端与可伸缩的波纹管相焊接。外管壁的内径为 1160mm，壁厚为 10~20mm。

为了便于安装操作，外管壁有 8 段筒节串联而成，各筒节之间用法兰联接。两端的筒节有热补偿功能。

热气导管纤维绝热层充填在内、外管壁之间。在每一段纤维绝热材料两端，用不锈钢金属丝网和不锈钢箔封堵在内、外管壁之间，防止纤维绝热材料进入到循环氦气中去。

内管壁内侧温度较高（750℃），因而不同工作状态下的热膨胀量有很大差异，为避免出现过大的热应力，内管壁采用薄壁耐高温金属管，并沿轴向分为 8 节。各节金属管之间轴向的连接采用承插的方式，允许在连接处有一定的相对滑动，以此作为热补偿。

考虑到热气导管的工作环境，热气导管所能承受的一侧完全失压的负荷次数为 10 次，其外壁管上的波纹管热循环（室温—750℃）疲劳极限为 1000 次，也即冷停堆次数不大于 1000 次。必要时，可在拆除主氦风机和卸开热气导管壳体的连接法兰后，将热气导管拆出进行检修或更换。

正常运行时，热气导管内、外管壁分别承受一定的温度荷载（外管壁为 250~300℃，内管壁为 750℃）。纤维绝热材料由于其伸展性及质量使热气导管内、外管壁还承受一定的内、外侧压差，压差值低于主氦气循环风机的扬程。假如在发生失压、地震等事故条件下，热气导管所受的荷载不会

使其破裂。

热气导管的内管壁材料为耐高温的合金材料 GH3128，外管壁材料为 12Cr1MoV 合金钢，纤维绝热材料为超细硅酸铝纤维，波纹管材料为不锈钢。

5.5.2 热气导管壳体

5.5.2.1 热气导管壳体的功能

热气导管壳体是一回路系统压力边界的重要组成部分，它将反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体连接起来，是防止反应堆一回路介质外泄的重要安全屏障，它又是热气导管内部构件在壳内安装定位的基准。

热气导管壳体具有足够的强度和稳定性。在反应堆整个寿期内，在各种运行工况下，均能保证结构的完整性和可靠性，防止发生放射性物质的外泄。

5.5.2.2 主要技术参数

HTR-PM 热气导管壳体的主要参数见表 6.2-17。

表 6.2-17 热气导管壳体的主要参数表

参 数	数 值	参 数	数 值
设计压力	10.2MPa	壳体筒体内径	1900mm
设计温度	350℃	总长度	3670mm
工作压力	9.0MPa	总质量	41.4t
工作温度	250℃	内部介质	氦气

5.5.2.3 热气导管壳体的结构描述

热气导管壳体将反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体连接起来，是防止反应堆一回路介质外泄的重要安全屏障。热气

导管壳体的结构设计见图 6.2-46, 它的结构包括下列四部分。

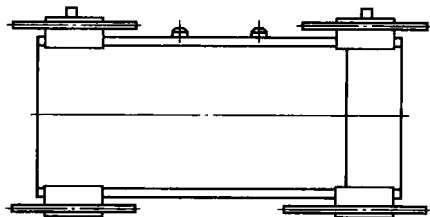


图 6.2-46 热气导管壳体结构

(1) 热气导管壳体法兰。热气导管壳体为一圆形筒身, 其两端各焊有一个连接法兰。热气导管壳体通过这两个法兰分别与反应堆压力容器上的热气导管大开口管嘴及蒸汽发生器壳体上热气导管大开口管嘴相连。在每个法兰端面上堆焊不锈钢并机加工成 2 道密封槽, 用 2 道金属 O 形密封环和一道 Ω 形密封环作为密封元件。法兰材料为 SA508-3-Cl.1 钢锻件。

(2) 活套法兰。热气导管壳体一端和反应堆压力容器热气导管管嘴法兰相接, 另一端和蒸汽发生器壳体的热气导管管嘴法兰相接。两个管嘴法兰各设置 42 个主螺栓螺纹孔。为了法兰对孔方便和减小法兰与筒体连接部位的弯曲应力, 热气导管壳体两端使用两个活套法兰进行连接。活套法兰采用 SA508-3-Cl.1 钢锻件。

(3) 壳体筒体。热气导管壳体筒体为一圆筒形筒体, 外径 $\phi 2140\text{mm}$, 内径 $\phi 1900\text{mm}$, 长度 3670mm。它可由 SA533-B 级钢板卷板焊接而成, 也可用 SA508-3-Cl.1 钢锻件制造。筒体的壁厚为 120mm。其内部将安装热气导管内部构件, 外部将安装保温层结构。

(4) 主螺栓与螺母。主螺栓与螺母为热气导管壳体法兰与反应堆压力容器、蒸汽发生器壳体的连接件。主螺栓材料选用 SA540-B24-Gr.3 锻棒。为了保护螺纹表面, 这些连接件表面应经磷化处理。应用专门设计的主螺栓拉伸和螺母旋转装置, 实施主螺栓的轴向张拉, 使预紧载荷充足和均匀。在松开主螺母时也使用该专门装置。

5.5.2.4 热气导管壳体的结构特点

综上所述, 热气导管壳体具有下述结构特点:

(1) 它是一回路压力边界的重要组成部分。在它内部将安装热气导管内部构件。通过它, 将反应堆压力容器和蒸汽发生器壳体连接起来, 并形成冷却剂的主回路。

(2) 法兰件采用整体锻件, 而筒体可采用板焊或整体锻件制造。

(3) 法兰密封面是在法兰锻件上堆焊不锈钢后经机加工而成, 采用双道表面镀银的金属 O 形环及一道 Ω 形密封环作为密封元件。

(4) 壳体的焊缝将严格质量要求。焊缝热处理后, 除按 ASME 一级设备有关规定对焊缝和热影响区进行 100% 射线检验和磁粉检验 (或渗透检验) 之外, 还要进行 100% 超声波检验。在压力容器水压试验之后, 除按 ASME 一级设备规定对焊缝和热影响区进行磁粉或渗透检验之外, 还要进行超声波检验, 重点为主要焊缝及缺陷补焊部位。

5.5.2.5 设计载荷与组合

热气导管壳体的设计考虑了下列载荷: 内压; 温度效应; 由于管嘴反作用力而作用于壳体法兰的外部机械载荷; 内部构件的重量; 热气导管壳体及其结构的重量及地震载荷。

荷载组合如下:

(1) 设计工况和正常工况。设计压力和设计温度, 静重, 法兰荷载。

(2) 预计运行事件。正常和事故工况瞬态, 静重, 法兰荷载, 1/2 的 SL-2 地震载荷。

(3) 稀有事故。稀有事故瞬态, 静重, 法兰荷载, SL-2 地震载荷。

(4) 极限事故。极限事故瞬态, 静重, 法兰荷载, SL-2 地震载荷。

(5) 附加工况。附加工况瞬态, 静重。

(6) 水压试验。水压试验压力 + 自重 (容器卧式进行水压试验时可忽略自重)。

5.6 蒸汽发生器与再热器

5.6.1 蒸汽发生器

5.6.1.1 功能与特点

蒸汽发生器的作用是将一回路冷却剂的热量传递到与之隔绝的二回路的冷却介质, 产生蒸汽。它是分隔并连接一、二回路的关键设备。高温气冷堆蒸汽发生器具有如下特点:

(1) 蒸汽发生器换热面的空间布置受到严格的限制, 从而要求有很高的功率密度。

(2) 高温气冷堆电站采用了高温高压蒸汽参数, 使得蒸汽发生器两侧介质的工作温度和压力都很高。

根据上述特点, 目前高温气冷堆都采用直流式螺旋管结构的蒸汽发生器。这种结构型式的蒸汽发生器具有下述优点:

(1) 换热面布置简单, 减少了水—蒸汽管子的中间连接, 结构紧凑。

(2) 整个设备的水容量小, 当蒸汽发生器管束损坏时, 流进一回路系统的水—蒸汽量较少, 有益于反应堆的安全, 并可缩短事故后的处理时间。

(3) 螺旋管受氢气横向冲刷换热性能较好。

它的主要缺点是直流式蒸汽发生器二次侧存在热工水力的不稳定性, 此外这种结构式的制造工艺比直管、U 形管等结构要复杂一些。

螺旋管束的振动及其固定装置是该设备设计中重要问题之一。原因是:

(1) 换热管很长 (一般在 100m 左右), 流体流动或其他振源都容易引起管子振动。

(2) 在氢气气氛中, 换热管氢侧表面没有氧化膜保护层, 因此这种振动即使不大也可能损伤管子, 尤其在高温段, 相对运动的零件会产生高温粘连, 导致自身被损坏。

(3) 很长的螺旋管束在温度变化时产生较大的变形, 防振固定不能妨碍管束自由伸缩, 否则将产生很大的应力, 这种相互矛盾的要求使固紧结构复杂化了。

目前采用的一种固定办法是, 管子从三块支撑板的相应管孔中穿过, 在支撑板和管子之间装配楔子和套筒机构 (见图 6.2-47)。这个机构允许管子与支撑板之间相对运动, 以减小管束的热膨胀约束应力, 振动造成的损伤则发生在套筒上, 从而保护了换热管束。同时, 在管子的某些部位可采用碳化钛被覆, 以减小摩擦系数。

另一个问题是直流式蒸汽发生器沸腾过程的不稳定性。螺旋管子各圈曲率半径的差异, 热气流混合的不均匀以及其他结构、加工和安装中的误差都会造成并联管子沸腾状况的偏差, 从而引起水—蒸汽流动的不稳定。解决不稳定性问题的办法有以下几个方面:

(1) 选择合适的设计参数。

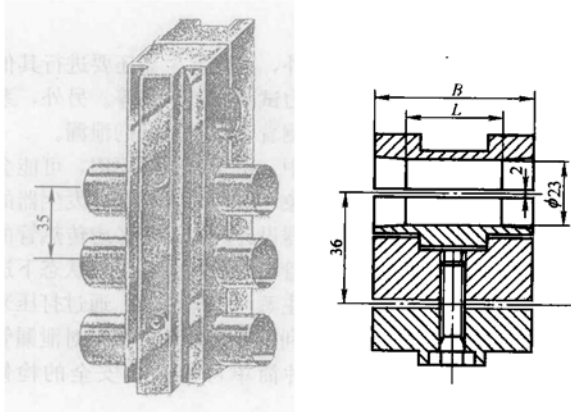


图 6.2-47 蒸汽发生器固紧结构示意图

(2) 运行上保证蒸汽发生器在各种额定工况下的工作压力接近于满功率的压力, 还要根据具体情况限定一个最小的运行流量值, 如满功率流量的 20% 或 30%。

(3) 减少不均匀性, 如保证各换热管长度基本相同, 增强气流的混合等。

(4) 必要时结构上可采取其他措施, 如在各管给水进口处安设节流装置, 也可采用不同口径的管子, 使进出口压力降的比例满足沸腾稳定性的要求。

5.6.1.2 设计考虑

蒸汽发生器的设计应考虑以下一些方面:

(1) 热工水力方面。有足够的传热面积与一定的裕量; 保证汽—水两相流动的稳定性, 产生合格蒸汽; 具有足够的承受热冲击的能力, 应能保证变温速度和温度不超过允许范围; 确保氦气流动和温度分布的均匀性及尽量减少流动阻力。

(2) 结构方面。结构材料应与工作介质相容; 具有良好的结构完整性和密封性以保证设备的功能; 便于更换和检修; 避免和减少应力集中和残余应力; 焊接接头形式应有利于减少焊接变形并便于无损探伤; 尽量减少部件间的相对热膨胀量, 减小部件的热应力; 有足够的承受热冲击的能力及符合假想管道破裂事故防护要求。

(3) 直流式蒸汽发生器方案的选择。直流式蒸汽发生器的一个重要的特点是过热蒸汽的出口温度偏差难于控制。这是由于直流蒸汽发生器大部分的焓升都在蒸发段中, 过热段中温度每升高一度的焓升很小, 如果一次侧供热量的微小变化, 或二次侧给水流量的微小变化, 都会使过热蒸汽温度造成较大的偏差。如果各传热管的过热蒸汽温度有较大的偏差, 就可能在蒸汽管板上产生较大的热应力和热疲劳。因此, 蒸汽发生器设计一个重要要求是蒸汽发生器二次侧管间流量分配必须与一次侧供热量相匹配, 保证在任何工况下各管蒸汽出口温度偏差小于规定值。

但是, 一次侧各流道的尺寸偏差, 各传热管长度的偏差等都会使各传热管蒸汽出口温度产生较大的偏差, 因此仅由结构设计是难以保证实现这个要求。为了满足这个要求, 对各传热管出口蒸汽的温度应是实际可测的, 并且对每个传热管的流量分配具有可调节的手段。

可以选择的蒸汽发生器型式有两种: 大螺旋管和组件式小螺旋管。大螺旋管型式总的热功率过大, 难以开展台架实验, 也难以对每一根传热管备有流量调节与温度测量的手段。组件式小螺旋管型式, 每个组件功率小, 可以通过台架实验, 调节组件中各传热管的节流阻力, 保证各传热管出口温度的一致性, 但是, 组件式小螺旋管型式在役检查问题具有相当大的难度, 尚未有较好的解决方案。下面以组件式小

螺旋管蒸汽发生器进行介绍。

(4) 结构和主要参数。蒸汽发生器采用了立式布置方式, 整个蒸汽发生器由 187 个换热单元构成, 每个换热单元有 9 根换热管。蒸汽发生器与再热器以及氦风机等一起放置在蒸汽发生器壳体中, 与反应堆压力容器形成肩并肩式布置。蒸汽发生器位于蒸汽发生器壳体的底部, 主要由传热管束的外围套筒、蒸汽发生器传热单元、连接管束、管箱结构、保温层、热补偿组件、支承梁架、外筒与壳体相连的法兰以及内部构件组成。再热器位于蒸汽发生器的上部, 氦风机则位于蒸汽发生器壳体的顶部, 三者形成一体化设计, 其结构图可见图 6.2-48, 换热单元见图 6.2-49。

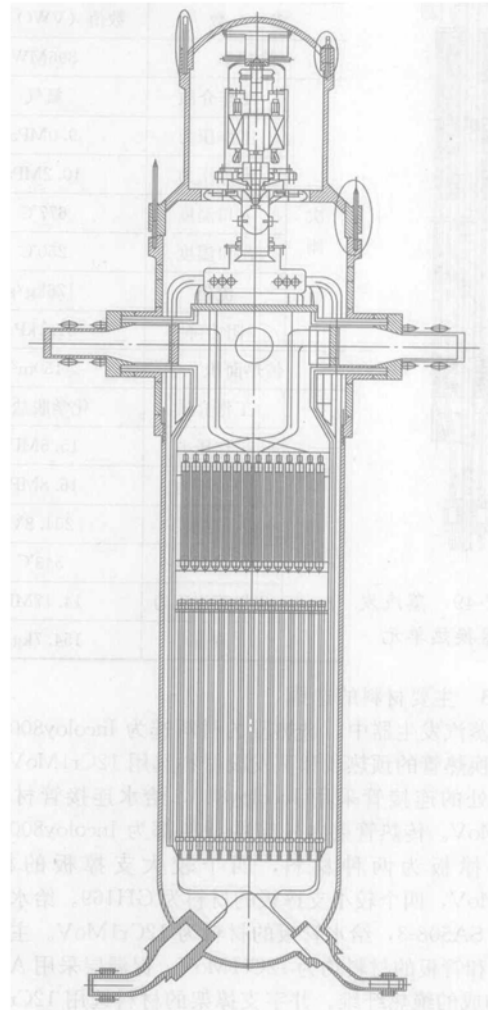


图 6.2-48 再热器、蒸汽发生器与氦风机结构

来自反应堆的高温氦气经热气导管进入再热器的壳侧, 氦气从上往下流动把热量传给管内再热蒸汽, 使氦气从 750℃ 冷却到 677℃。由再热器流出后, 氦气进入到蒸汽发生器的壳侧, 氦气沿外围套筒自上而下的流动, 同时把热量传给换热管, 将管内的给水由 204.8℃ 加热至温度为 543℃ 的过热蒸汽, 同时氦气的温度由 677℃ 降低到 250℃。冷却后的氦气在蒸汽发生器壳体的底部改变流动方向, 沿蒸汽发生器壳体和传热管束的外围套筒间的环形空间自下向上流动, 在套筒和壳体的连接法兰处, 通过 20 个冷氦气上升管, 进入氦风机, 经氦风机增压的氦气通过热气导管壳体与热气导管之间的环缝回到堆芯。

二回路的给水经过给水管箱和连接管, 从下部进入螺旋管, 在螺旋管内从下往上流过预热段, 蒸发段和过热段,

204.8℃的过冷水变成 543℃的过热蒸汽后经过连接管、管板、管箱和主蒸汽母管进入汽轮机的高压缸。

传热管的重量通过支撑板传递到传热管束的内外筒,通过支撑梁架,将整个蒸汽发生器连为一体。整个蒸汽发生器的重量通过外筒与蒸汽发生器壳体的连接法兰传递到蒸汽发生器壳体上。在传热管束的外围筒的外侧和内筒的里侧,分别铺设了绝热层,以防止热量的流失。

HTR-PM 蒸汽发生器在额定工况下的主要参数在表 6.2-18 给出。

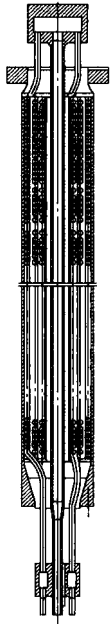


图 6.2-49 蒸汽发生器换热单元

表 6.2-18 蒸汽发生器的主要设计参数

参 数		数值 (VWO 工况)
热功率		396MW
一 次 侧	工作介质	氦气
	工作压力	9.0MPa
	设计压力	10.2MPa
	入口温度	677℃
	出口温度	250℃
	流量	176kg/s
	阻力降	51.1kPa
传热面积		4150m ²
二 次 侧	工作介质	化学脱盐水
	工作压力	15.6MPa
	设计压力	16.8MPa
	入口温度	204.8℃
	出口温度	543℃
	出口蒸汽压力	14.17MPa
	流量	154.7kg/s

5.6.1.3 主要材料的选择

在蒸汽发生器中,过热段的材料选为 Incoloy800。蒸汽发生器换热管的预热段和蒸发段材料选用 12Cr1MoV。主蒸汽出口处的连接管采用 Incoloy800,给水连接管材料选用 12Cr1MoV。传热管束内外筒的材料都为 Incoloy800。传热管束支撑板为两种材料,四个较大支撑板的材料为 12Cr1MoV,四个较小支撑板的材料为 GH169。给水管嘴的材料为 SA508-3,给水管板的材料为 12Cr1MoV。主蒸汽出口管嘴和管板的材料均为 12Cr1MoV。保温层采用 Al₂O₃ 和 SiO₂ 构成的绝热纤维。井字支撑架的材料选用 12Cr1MoV,传热管束与蒸汽发生器连接的法兰的材料为 SA508-3 或 12Cr1MoV。冷氦气上升管的材料选为 12Cr1MoV 或 15Mo3。

5.6.1.4 在役检查及检修

对于蒸汽发生器传热管,应尽可能的对其进行体积法在役检查,以减少蒸汽发生器发生破管的事故,进而改善反应堆的安全性和可利用率。

由于结构上的原因,如果不能对蒸汽发生器传热管进行体积法在役检查,应从以下四个方面采取具体的措施进行保障:

- (1) 从蒸汽发生器的制造与选材上。
- (2) 设计中避免传热管的共模失效。
- (3) 提高检测技术,确保换热管发生泄漏后能及时的被检测到。
- (4) 论证发生单根断管或两根断管事故时,不会产生灾难性的后果。

除了进行体积法在役检查外,蒸汽发生器还要进行其他在役检查工作,如定期进行压力试验和氦检漏等。另外,系统还设置湿度监测装置时刻监测着蒸汽发生器的泄漏。

在蒸汽发生器的运行过程中,由于腐蚀等原因,可能会使非常少的传热管发生泄漏现象,进而影响到蒸汽发生器的正常工作。因此,在蒸汽发生器设计时,需要考虑传热管的堵塞。在进行蒸汽发生器个别管堵塞时,须在停堆状态下进行。分别打开给水管箱法兰和主蒸汽管箱法兰,通过打压来确定发生泄漏的传热管。接着利用专门设计的管塞对泄漏管进行两端堵塞便可,这是一种简单可靠而又安全的检修方法。

5.6.2 再热器

5.6.2.1 功能

再热器是联结并隔离一回路和二回路的换热设备,它的主要功能是:

(1) 在预期的各种运行工况下能够把反应堆发出的热量从一回路传递到二回路再热蒸汽,以确保堆芯热量的传出,防止超过燃料的温度限值和反应堆冷却剂系统压力和温度限值。

(2) 防止一回路冷却剂和放射性物质释放到二回路,保证一回路压力边界的完整性。

5.6.2.2 设计考虑

再热器的设计应考虑以下一些方面:

(1) 热工水力方面。有足够的传热面积;一回路冷却剂和二回路再热蒸汽在本设备内流动阻力应尽可能的小;必须能够产生合格的再热蒸汽;进入再热器一回路冷却剂温度偏差不得超过±15℃,避免因热偏差造成的传热管热应力破坏;再热器二次侧不同换热单元的流量分配应与一次侧供热相匹配并尽可能的均匀分配。

(2) 结构设计方面。结构材料应与工作介质相容;应具有良好的结构完整性和密封性;应便于更换和检修;应避免或减少应力集中和残余应力;焊接接头形式应有利于减少焊接变形并便于无损探伤;应尽量减少部件间的相对热膨胀量,减小部件的热应力;在停堆再启动过程中具有足够的承受热冲击的能力;再热器的结构和水力学设计应使氦气流动分布均匀。

设计中应控制一回路氦气不可控的向二回路释放及管道设计必须符合假想管道破裂事故防护要求。

(3) 结构和主要参数。再热器采用了直管式传热单元结构,由 187 个换热单元构成,每个换热单元由 30 根直管、一个中心管、中心管热屏蔽管、内套筒、外套筒、顶部联箱、底部联箱以及顶部的固定肋板(其结构图可见图 6.2-49)。

再热器换热单元通过 3 个固定肋板,将重量传递给再热器的承重板(位于换热单元的顶部),再通过再热器的外围筒和连接法兰,将再热器的重量传递到蒸汽发生器壳体上。再热器换热单元的定位是通过承重板和定位板一起来实现的。再热器换热单元与承重板间是固定的,以限制再热器换热单元的刚体位移。定位板位于蒸汽发生器的下端,与承重板一起限制再热器换热单元的转动。定位板与再热器之间并未固定死,在再热器运行期间,再热器换热单元可以沿轴向向下膨胀,以补偿再热器换热单元与外围筒之间的膨胀差。在再热器外围筒与连接法兰过渡段之间铺设了一层保温材料,这样不但可以降低法兰过渡段的温度,提高材料的机械性能,还可以减小再热器的热量损失,提高再热器的热效率。HTR-PM 再热器在额定工况下的主要参数见表 6.2-19。

表 6.2-19 热器的主要设计参数

参数		数值 (VWO 工况)
热功率		67.5MW
一次侧	工作介质	氦气
	工作压力	9.0MPa
	设计压力	10.2MPa
	入口温度	750℃
	出口温度	677℃
	流量	176kg/s
传热面积		727m ²
二次侧	工作介质	再热蒸汽
	工作压力	3.31MPa
	入口温度	345.3℃
	出口温度	543℃
	流量	149.7kg/s

5.6.2.3 主要材料的选择

再热器换热管进出口连接管和材料选用 Ni-Fe-Cr 合金, 即 Incoloy800。再热器换热单元的支撑板和定位板的材料为 12Cr1MoV 或 15Mo3。整个传热单元外筒的材料为 12Cr1MoV。再热器进出口管嘴的材料为 12Cr1MoV。保温层采用 Al₂O₃ 和 SiO₂ 构成的绝热纤维。

5.7 氦风机和风机挡板

5.7.1 主氦风机

5.7.1.1 功能

(1) 一回路主氦风机(以下简称“主氦风机”)是在反应堆启动、功率运行和停堆等工况时提供足够流量的氦气通过一回路系统, 将堆芯产生的热量带走。

(2) 在主氦风机进口短管上装有风机挡板, 事故工况时主氦风机停转, 风机挡板连锁关闭, 一回路隔断, 以防止自然对流使一回路部件和风机内部部件过热。

(3) 高温气冷堆的主氦风机类似与压水堆的主泵, 但没有应急堆芯冷却的功能要求, 属非安全级部件。

5.7.1.2 额定参数和运行工况

主氦风机的额定设计参数和各种可能的运行工况如表 6.2-20 和表 6.2-21 所示。

表 6.2-20 氦风机额定参数

参 数	数 值	参 数	数 值
介质	纯氦气	介质密度	8.10kg/m ³
进口压力	9.0MPa	叶轮类型	离心式
质量流量	176kg/s	叶轮级数	1
压力升	233kPa	转速	3200r/min
介质温度	250℃	电机功率	7100kW
调速范围	20%~100%	电压	6000V

表 6.2-21 氦风机运行工况

运行模式	进口压力 (MPa)	介质温度 (℃)	流量 (%)
功率运行	8.0~9.0	200~250	20~100
低功率	6.5~8.0	180~200	20~30
启动	4.5~6.5	50~180	20~30
热停堆	5.0~6.5	100~200	20~30
冷停堆	4.5~5.0	<100	20~30
停堆检修	0.1	≤50	0

5.7.1.3 设计总体要求

(1) 主氦风机设计应满足反应堆运行的要求, 能在表 6.2-6 规定的转速调节范围内的任何转速下连续运行或变速运行。

(2) 主氦风机设计寿命为 40 年。

(3) 主氦风机应具有很高的运行可靠性。

(4) 主氦风机应考虑检修更换的要求, 可进行现场的检修或整体拆装吊出进行检修。

(5) 主氦风机应能在运行载荷和运行安全地震载荷的最大迭加条件下保持机构的完整性和可运行性的要求。

(6) 主氦风机系统中应设置风机挡板, 在事故停堆时主氦风机停转连锁关闭风机挡板, 以避免一回路氦气的自然对流, 不使高温氦气进入, 避免损坏一回路压力边界和风机内部部件。

5.7.1.4 总体布置

主氦风机的设备结构图见图 6.2-50。

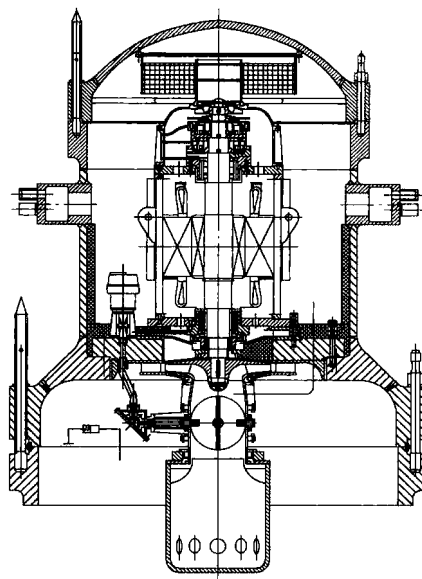


图 6.2-50 主氦风机的设备结构

主氦风机为立式布置。风机安装在蒸汽发生器上部, 二者装在蒸汽发生器壳体内。风机的进气管与蒸汽发生器的出气管接插连接。风机采用单级离心叶轮, 叶轮装在驱动电机轴端, 主氦风机的电机腔体与一回路气氛相连, 但在中间法兰隔板的轴端处设计成迷宫密封结构, 以减少气体的相互流通。风机的驱动电机为鼠笼式异步感应电机, 可变速, 由压力容器外的高压变频器提供电源。在电机腔体内装有辅助叶轮, 使氦气在电机腔体内循环流动冷却电机, 然后氦气所带热量经电机冷却器通过设备冷却水传出壳体, 电机腔体内气体温度控制在 65℃ 以下。主氦风机的挡板安装在其进口短管上, 配有风机挡板电动装置。主氦风机设计成既可部件修理也可整体拆卸更换。

主氦风机壳体是蒸汽发生器壳体的组成部分, 并用法兰连接成一体, 作为一回路压力边界一部分。主氦风机壳体内安装主氦风机的驱动电机和冷却器等部件。蒸汽发生器壳体还是主氦风机的安装基础。主氦风机壳体上装有电气贯穿件, 风机驱动电机电源线、电磁轴承电源和控制线、各种仪表的监测线及风机挡板电动装置的电线通过电气贯穿件连接到壳体。穿过主氦风机壳体有冷却水管, 这些管道用机械贯穿件连接。

中间法兰承受主氦风机的全部载荷, 并将后者安装在蒸

汽发生器壳体上；并同时主氮风机分隔成两个腔体：电机腔体和风机腔体。中间法兰穿轴处设有迷宫密封结构，以减少气体的相互流动。尽管正常工况下中间法兰两边的压力是平衡的，但仍设计成能双向承受一回路的压力。

叶轮和扩压器能满足各种运行工况下的气动特性要求。叶轮强度能在 120% 额定转速以内的任何转速连续运行，叶轮叶片的断裂转速为额定转速的 180% 以上。扩压器应有一定强度要求，能防止万一叶轮断裂时抛射物对壳体造成损伤。

主氮风机采用电磁轴承系统，免除了润滑剂对一回路的污染，也免除了复杂的润滑系统和密封系统。电机端轴承为径向一轴向轴承组合体，风机端轴承为径向轴承。电磁轴承配有保护轴承。在失电或电磁失效即电磁轴承失去浮力时，保护轴承能承受转子坠落的冲击力和惰转造成的摩擦、磨损和发热的影响，不使电磁轴承及电机的其他部件造成损坏。

5.7.2 风机挡板

5.7.2.1 功能

风机挡板的功能是在发生反应堆事故停堆时，主氮风机停机连锁关闭挡板，避免高温氮气进入并损坏一回路的压力边界和风机内部的部件。

5.7.2.2 技术参数

风机挡板的主要技术参数如表 6.2-22 所示。

表 6.2-22 风机挡板主要技术参数

参 数	数 值
介质	氮气
介质温度	250℃
介质压力	9.0MPa
挡板位置	全开或全关
挡板转角	90°
挡板关闭过程	≤15s
电动装置环境介质	氮气
电动装置介质温度	75℃
电动装置介质压力	9.0MPa
驱动电机电压	380V, 3 相, 50Hz
控制电源电压	220V, 单相, 50Hz
电动装置环境介质	氮气

5.7.2.3 结构布置

风机挡板由挡板、传动链和电动装置 3 部件构成，见图 6.2-50。

挡板为蝶阀结构，主要包括阀体、蝶瓣、转轴、轴承和传动座等。阀体连接主氮风机进气管和蒸汽发生器低温氮气出口管。蝶瓣有全开和全关两种工况，转角为 90°。转轴与蝶瓣为一整体，转轴通过阀体上的轴承使蝶瓣可以灵活转动。在转轴的一端通过传动链与电动装置相连。

驱动系统的传动链连接挡板和电动装置，主要零部件有万向接头和传动杆。

电动装置安装在蒸汽发生器上封头壳体内，并装在主氮风机的中间法兰上。由两个电动装置用同一输出轴，各自用不同的电源，两个电动头可相互切换。

5.7.2.4 总体要求

风机挡板的功能是在发生反应堆事故停堆时，主氮风机停机连锁关闭挡板，避免高温氮气进入并损坏一回路的压力边界和风机内部的部件。是执行一回路的隔离安全功能的部件。

风机挡板在风机运转的过程中开启或关闭，风机挡板的强度设计和电动装置的功率设计应承受风机运转产生的气动力。风机挡板设计寿命为 40 年。风机挡板设置于一回路氮气介质内，长期处于干燥氮气气氛中，相接触部件摩擦副的表面应进行固体润滑剂涂层的处理，以防摩擦副表面间相互啮合而不能相对运动。风机挡板为安全部件采用冗余设计的原则，主驱动系统之外提供一个独立的备用驱动系统，在主驱动系统失效时它将关闭挡板。

6 反应堆停堆系统

6.1 控制棒

控制棒及其驱动机构是模块式高温气冷堆中事关运行与安全的重要部件之一。通过控制棒在反应堆活性区反射层中的位置移动，将满足反应堆启动、功率提升与维持，以及停堆的要求。在紧急情况下，控制棒依靠重力快速插入堆芯，达到停堆的目的。球床模块式高温气冷堆的控制棒通常是布置在活性区的石墨侧反射层中。

以 HTR-PM 为例，在靠近反应堆活性区的石墨侧反射层中设置了 24 根控制棒，布置在直径为 4240mm 圆周上的侧反射层控制棒孔道内，孔道直径 130mm。每根控制棒有一套驱动机构，封闭于各自的密封筒内，电源及信号线通过密封筒上的电气贯穿件连接，每套驱动机构通过法兰与反应堆压力容器封头上的穿管相连。表 6.2-23 为控制棒系统主要设计参数，图 6.2-51 所示为 HTR-PM 控制棒系统结构图。

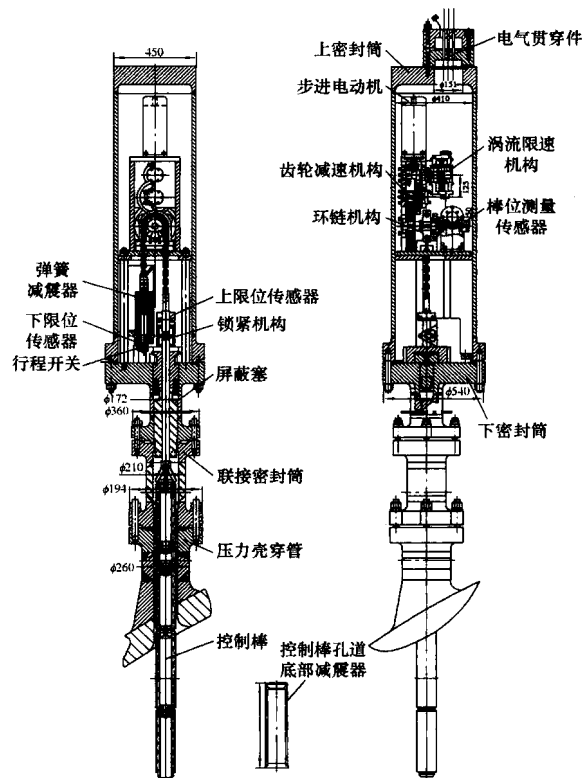


图 6.2-51 控制棒系统结构

6.1.1 控制棒组件

每根控制棒组件总长 5750mm，分为 16 节，其结构如图 6.2-52 所示。相邻两节之间由铰关节连接，铰关节可在一个方向上转动，相邻铰关节的转动方向交错 90°，这样的设计可以防止可能发生的控制棒孔道变形而使控制棒运动受

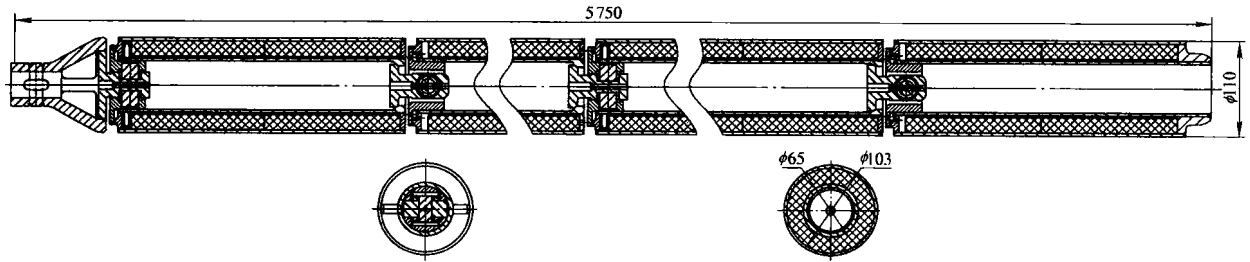


图 6.2-52 控制棒组件结构

阻或卡住。铰关节相接触材料表面作 MoS_2 涂敷处理,防止在高温氦气下金属啮合。控制棒组件的上端为连接头,与引棒相连,下端为锥形防冲头,在控制棒孔道底部设置了与之对应的管式缓冲器,防止可能的控制棒组件脱落将堆内石墨构件砸坏。

表 6.2-23 控制棒系统主要设计参数

参 数	数 值
环境介质	氦气
传动机构环境温度	150℃
环境压力	9.0MPa
吸收体材料	B_4C
吸收体总长	5120mm
控制棒外径	110mm
控制棒总长	5750mm
控制棒重量	152kg
控制棒最大行程	11.6m
正常运行速度	50mm/s
事故落棒时间	<50s
步进电机保持转矩	30Nm

控制棒组件中的每个节棒由芯管、外管、端板、弹簧和 B_4C 吸收体组成,并通过焊接封装,芯管壁厚 4mm,外管壁厚为 3mm,长度均为 338mm,芯管内径为 $\phi 56$,外管外径为 $\phi 10$,芯管和外管之间装有两块 B_4C 烧结体,其断面形状为环形,吸收体与芯管和外管之间均留有 0.5mm 的间隙,烧结体与上端板之间留有 8mm 长的空穴。为了减少碳化硼烧结体在搬运中的窜动量,在它的上面设置有弹簧结构压紧。端板上开有小孔,使节棒内部与反应堆环境相通,防止控制棒包壳因承压而坍塌。

吸收体密度约 $1.8\text{g}/\text{cm}^3$,每块吸收体的外形尺寸为外径 $\phi 103$;内径 $\phi 65$;长度 $L=160\text{mm}$ 。每根控制棒中吸收体的质量约为 46kg。

6.1.2 控制棒驱动机构

控制棒驱动机构包括步进电动机、齿轮减速机构、环链机构、磁阻尼器、棒位测量系统、控制棒限位系统、弹簧减震机构等部件。

步进电动机作为动力源驱动控制棒组件在堆芯内上、下移动。对步进电动机的控制简单可靠,其转速连续可调,并具有良好的保持能力,可以使控制棒长期保持在指定位置,无需抱闸或配重等额外部件。在事故工况时,切断步进电动机电源,控制棒组件即可靠自重下落,实现快速热停堆。步进电动机为 130 系列三相混合式。

齿轮减速机构为三级圆锥—圆柱齿轮减速器,输入端为轴孔,输出端为出轴,输入端转矩取步进电机的最大输出转

矩 25nm,输入端正常转速 228.3r/min,输入端最高转速 4565r/min (对应于事故落棒速度 1m/s,转矩为 3.95nm),速比约为 29.22,减速器正常负载功率 0.86kW,事故落棒时的负载功率为 1.89kW,输出端正常转速 7.812 5r/min,最大输出转矩为 730.5nm (大于链轮转矩 115.3nm)。

控制棒驱动机构的工作环境为高温、高压氦气环境 (150℃, 9MPa),设计寿期内的累积辐照剂量较高,不能采用油、脂润滑,只能在摩擦副表面进行金属镀膜或涂敷固体润滑剂,防止氦气环境中摩擦副表面因无法形成氧化膜而导致摩擦系数增大、甚至发生摩擦副相互啮合的情况。另外驱动机构中使用的所有轴承也将采用陶瓷/不锈钢轴承。固体润滑涂层材料采用聚酰亚胺树脂作为附着基,固体润滑剂选用二硫化钼作为涂层润滑相。

经过特殊设计的环链机构可以满足事故停堆快速落棒的要求。环链与链轮啮合的引入段和脱开段都设置了保护部件,防止环链与链轮脱开。环链的下端与控制棒引棒相连,另一端与弹簧缓冲器相连。事故工况快速落棒时,当控制棒到达通道底部,弹簧缓冲器启动,起到缓冲保护的作用。控制棒运行于通道当中时,环链自然堆积在储链箱中。

棒位测量系统采用多传感器组合方式,其结构如图 6.2-53 所示。锥面包络圆柱蜗杆减速器速比为 31,中心距 50mm。将控制棒全行程位置指示细分为单圈指示与圈数指示两部分,以圈数指示传感器的输出作为参考,将两个位置传感器的输出综合为最终的控制棒位置信号,不仅可以满足控制棒全行程绝对位置指示的要求,而且可以提高控制棒位置指示精度。

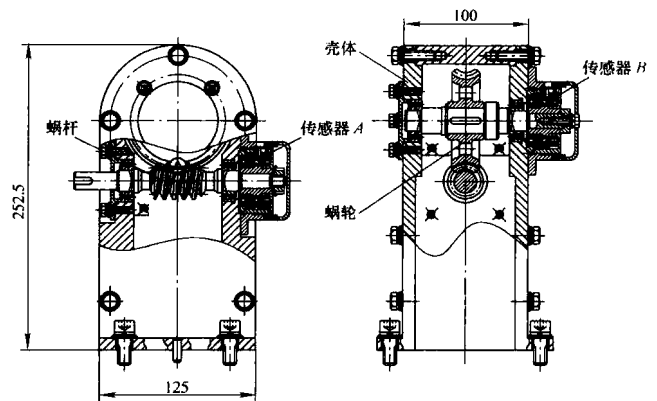


图 6.2-53 棒位测量系统结构

控制棒限位系统采用的是感应式变压器的工作原理,在控制棒引棒和弹簧缓冲器导杆上分别设置传感器衔铁,当控制棒提升到顶端时,引棒上的衔铁插入上限位传感器线圈;当控制棒到达行程末端时,弹簧缓冲器导杆上的衔铁插入下限位传感器线圈。由是否存在铁芯,得到次级线圈输出电压差值,从而判断出控制棒是否到达极限位置。每个线圈组分

别由两个各自独立的测量线圈组成，以实现信号冗余并提高系统的抗干扰能力。

磁阻尼器的设置是为了限制事故落棒速度，以满足环链机构的需要，并减轻自由落棒对驱动机构的冲击，保证环链不因事故落棒而发生破断。经磁阻尼器限速后的最高事故落棒速度不超过 0.5m/s。

6.2 吸收球停堆系统

吸收球停堆系统是第二停堆系统，满足反应堆总体设计对反应性控制的要求，在所有运行工况和事故工况下，单独依靠吸收球停堆系统就可以使反应堆从各种工况进入次临界状态，在事故停堆后，在足够长的时间内保持冷停堆状态。

吸收球停堆系统设置在反应堆压力容器内，在堆芯中心石墨柱的 8 组吸收球孔道对应位置上布置有 8 套吸收球停堆装置，均匀分布在直径为 $\phi 1970\text{mm}$ 的中心石墨柱圆周上。每个储球罐中储存约 130 万个直径为 $\phi 6\text{mm}$ 的吸收球，其碳化硼质量含量为 25%，其余为石墨。HTR-PM 吸收球停堆系统主要设计参数见表 6.2-24。

吸收球停堆装置主要由电磁驱动机构、储球罐、吸收球、球位探针、供料器、吸收球输在反应堆的正常运行状态，吸收球保持在位于中心石墨柱上方的储球罐内。当需要

冷停堆操作时，储球罐打开，吸收球依靠重力落入中心石墨柱的吸收球孔道中，使反应堆达到次临界状态。反应堆再次启动时，需要把吸收球从中心石墨柱孔道内排出，通过气动方式把吸收球输送返回到储球罐内。吸收球停堆系统的流程如图 6.2-54 所示。送管道、氦气管道、阀门等构成，主要结构如图 6.2-55 所示，主要部件的结构与功能分述如下：

表 6.2-24 吸收球停堆系统主要参数

参 数	数 值
吸收球材料	B ₄ C, 含量 25%
吸收球密度	1750kg/m ³
吸收球直径	6mm
气动输送气体介质	氦气
输球管内径	47mm
气体体积流量	140m ³ /h
吸收球下落时间	约为 10min
吸收球返回时间	约为 30min

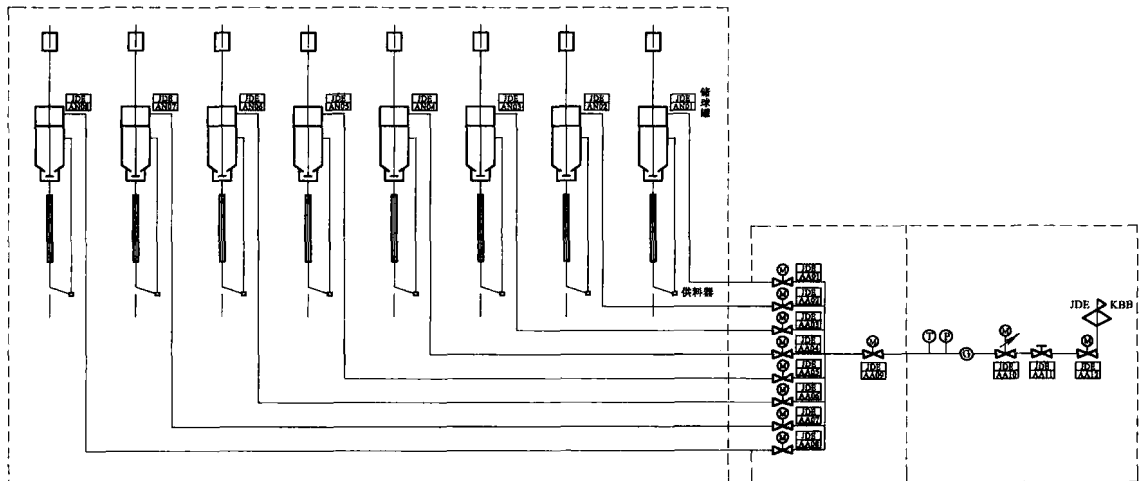


图 6.2-54 吸收球停堆系统的流程

6.2.1 储球罐

储球罐位于反应堆压力容器上部的吊篮内，用于储存碳化硼吸收球。在反应堆启动、运行、停堆等一系列正常操作状态，吸收球均储存于储球罐的中下部。当吸收球停堆装置需要投入时，电磁驱动机构断电，导杆及阀头靠重力下落，储球罐底部打开，吸收球在重力作用下落入中心石墨柱孔道内，实现反应堆停堆。储球罐上部是一个气空间，连接吸收球输送管、氦气管，并通向氦气储存与供应系统的氦气储罐。在反应堆启动时，需要把吸收球输送返回到储球罐，电磁铁吸合，通过导杆提起阀头，使储球罐关闭。供料器是一回路高压氦气流动的起点，由于反应堆压力容器的氦气压力高于氦气储存与供应系统的氦气储罐压力，吸收球与氦气在供料器中形成气固两相流，一起经过吸收球垂直输送管道进入储球罐内部，经过旋风分离器的分离作用，吸收球落入储球罐的中下部，氦气继续流出至氦储存与供应系统的氦气储罐。

6.2.2 电磁驱动机构

采用故障安全设计原则，吸收球停堆装置以能动手段保持在堆芯上方。吸收球停堆装置的驱动机构采用电磁线圈吸

合提起阀头并保持位置的方式，电磁线圈包括启动线圈和保持线圈，线圈通电，衔铁被提起，导杆带动阀头把储球罐关闭。即使有一组线圈断电，另一组线圈仍能够保持衔铁处于被吸合状态。当启动线圈和保持线圈均断电时，衔铁落下，储球罐下端阀头打开，储球罐中的吸收球在重力作用下落入堆芯。

6.2.3 球位探针

在储球罐内装有球位探针组件，指示吸收球在储球罐内的堆积高度。每个储球罐内有 2 组球位探针，A 组探针测量储球罐内 2/3 的吸收球堆积高度，B 组探针测量储球罐内 1/3 的吸收球堆积高度。每组探针包括 2 个铜棒、铠装引线及球位指示信号（开关量）。组成成分为碳化硼和石墨的吸收球导电性能良好，当 2 个探针之间堆积了吸收球时，探针之间呈现电路接通状态，与探针相连的铠装引线把这一状态送至主控制室，给出球位指示信号。

6.2.4 气源

在向储球罐内气动输送吸收球时，一回路内的高压氦气就是气源，氦气通过供料器的进气口流入吸收球输送管道，携带中心石墨柱孔道内的吸收球回到储球罐内，氦气继续从

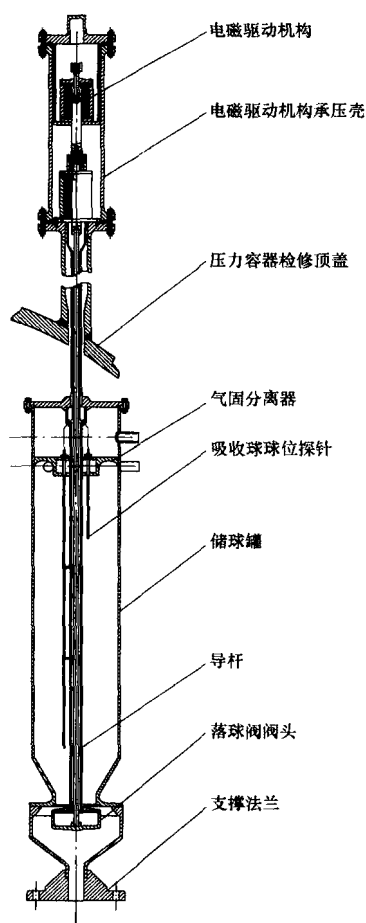


图 6.2-55 吸收球停堆系统的主要结构

储球罐流出，通过管道及阀门，流到氮气储存与供应系统的低压氮气储罐。

6.2.5 管道及阀门

每个储球罐下端对应有一个中心石墨柱孔道，通过一段不锈钢管道，连接至供料器，再经过吸收球输送管，连接回到储球罐，构成吸收球的闭合路径。对应 8 个储球罐，共有 8 条不锈钢吸收球输送管道，布置在压力容器内。

自每个储球罐上部有 1 条安全 1 级氮气管道，穿过反应堆压力容器和包容体，连接到一台电动截止阀；之后，8 条短管汇集成一条管道，再经过一台电动截止阀，及下游的电动调节阀、手动截止阀、电动截止阀、热工参数测量仪表通向氮气储存与供应系统的低压氮气储罐，构成氮气流动路径。

进行吸收球输送操作时，对于 8 套吸收球停堆装置，需要依次分别进行。打开与每套吸收球停堆装置相对应的安全 1 级电动截止阀，氮气流动起来，吸收球被气动输送回到相应的储球罐内。

为测量并调节管道中的氮气流量，在管道上配置氮气温度、压力、流量测量仪表，电动调节阀具有在一定范围内自动调节氮气流量的功能。

7 反应堆辅助系统

HTR-PM 的反应堆辅助系统主要包括：燃料装卸与储存系统、一回路压力泄放系统、蒸汽发生器事故排放系统、氮净化与氮辅助系统、气体采样及分析系统、设备冷却水系统、余热排出系统、生物屏蔽冷却系统、一回路舱室系统、厂用水系统、核疏水系统、液体废物处理系统、固体废物处

理和储存系统、通风空调系统、核岛冷冻水系统、仪表控制系统、厂用电系统等。其中，球床高温气冷堆特有的燃料装卸与储存系统包括燃料装卸子系统、新燃料供应子系统、乏燃料储存子系统、燃料提升子系统、气氛切换子系统、管路吹扫子系统、控制系统等；氮净化与氮辅助系统包括：氮净化系统（含有二条正常净化列和一条事故净化列）、氮净化再生系统、氮供应和储存系统、氮辅助系统的排气系统、氮辅助系统的排水系统、液氮供应与储存系统、氧供应与储存系统、氮辅助系统的抽真空系统、一回路抽真空系统等。其中有的系统与压水堆系统非常相近，在这里就不再进行描述，下面只对一些特殊的系统作介绍。

7.1 燃料装卸与储存系统

HTR-PM 采用燃料元件多次通过堆芯的运行方式，在反应堆运行期间，燃料元件连续地由堆芯排出，经单一器和碎球分离器后，通过燃耗测量系统测量从堆芯下部卸料管排出的燃料元件的燃耗深度，根据燃耗深度的不同，由输送设备将其输送至各自的目标部位，或返回堆芯，或暂存。输送到系统各部位的球数由计数器显示和监督。

7.1.1 燃料装卸与储存系统功能

燃料装卸与储存系统具有如下功能：实现新燃料元件的安全暂存与转运；完成初始堆芯装料；将新的燃料元件装入堆芯；从反应堆压力容器下部卸料管中排出燃料元件；分离破损的燃料元件和碎片；对从堆芯排出的燃料元件进行燃耗测量，并将没有达到最终燃耗深度的燃料元件装入堆芯作再循环，或卸出乏燃料元件，并输送到乏燃料储存罐中；进行乏燃料元件的安全可靠地暂存与转运；以及在要求情况下将堆芯排空，将全部燃料元件转移到再装料贮罐中暂存，再向堆芯重新装料。

7.1.2 燃料装卸与储存系统流程说明

燃料装卸与储存系统的工艺流程如图 6.2-56 所示。该系统设计采用单列化和单一化输送原则，利用两种输送方式，一是利用球形燃料元件的几何形状，借助于竖直或倾斜管道靠重力作用输送；另一种是靠输送气体配合相关输送装置输送。根据主要实现的功能，该系统可以划分为球流主系统和气流辅助系统两部分。其中球流主系统包括燃料装卸、新燃料供应和乏燃料储存三个子系统，气流辅助系统包括燃料提升、气氛切换和管路吹扫三个子系统。

7.1.2.1 球流主系统

(1) 燃料装卸子系统。燃料装卸系统的工艺路线为：①初始堆芯装料→②堆芯卸料→③单列化排球与碎球分选→④燃耗测量→⑤燃料元件返回堆芯或乏燃料卸料→⑥补充新燃料元件→⑦堆芯排空与再装料（或终止运行）。正常运行过程中，第②～⑥步是一个不停堆的顺序执行循环装卸料过程。以上工艺流程可以概括为四个组成部分，即装新燃料元件、燃料元件主循环、乏燃料元件卸料、堆芯排空和重新装料。

1) 新燃料元件装入。反应堆满功率运行过程中，平均每天从堆芯卸出 818 个乏燃料元件，同时补充相应数量的新燃料元件。在补充新燃料元件过程中，由装料单一器自动装料，从单一器料箱中逐个将新燃料元件排入新燃料装料缓冲管段，根据需要，用氮气通过向堆芯提升的管道逐个将新燃料元件输送至堆芯。

2) 燃料元件主循环。在反应堆运行过程中，燃料元件在堆芯中自上而下流动，从堆芯下部的卸料管排出，经卸料装置单一化和碎球分选，碎球落入碎球罐中，完好元件分别

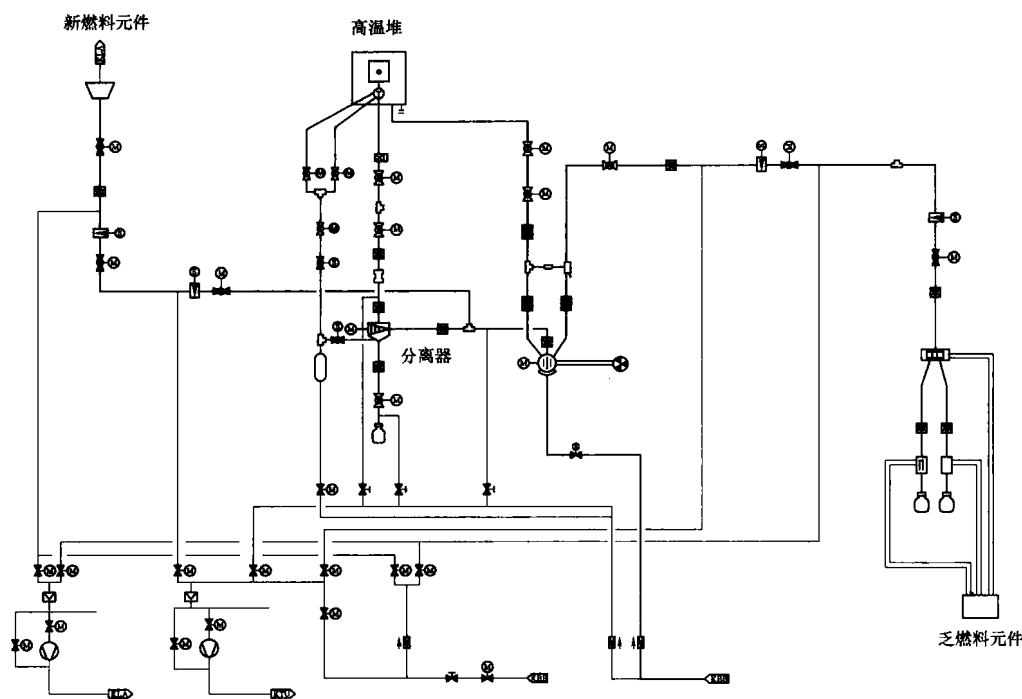


图 6.2-56 燃料装卸与储存系统的工艺流程

逐个进入燃耗测量装置，燃耗测量后，未达到目标燃耗深度的元件分别经三元组合阀进入向堆芯提升的输送管道，用氦气输送至堆芯。为防止元件在提升过程中的过分撞击，在提升管道上端弯头后设置减速气体分流器。

3) 乏燃料元件卸料。已达到目标燃耗深度的元件经相关组合阀用氦气提升至乏燃料卸料缓冲管段，随后用压缩空气将元件逐个输送至乏燃料缓冲储罐上部。

4) 堆芯排空和重新装料。在特殊情况下需要排空堆芯时，先将堆芯减压、泄压，然后进行堆芯排空操作。堆芯中元件从卸料管排出，不需进行燃耗测量，进入再装料提升管道下方，用压缩空气将元件提升至再装料储罐上方，经组合阀分配后，元件进入再装料储罐。当堆芯需要重新装料时，开启再装料储罐下部的碎球分离器进行碎球分选，破损球落入碎球罐中，完好元件用压缩空气提升至装新燃料元件装料缓冲管段中，再经组合阀分配，经向堆芯提升的管道提升至堆芯。向堆芯下部装料时，同样用伸缩给料管用压缩空气提升，当达到允许下落高度后，堆芯转换成氦气，用该系统专用氦风机提升。

(2) 新燃料供应子系统。新燃料供应系统由新燃料储存和新燃料给料两部分组成，其中新燃料储存包括新燃料库内的新燃料储存和新燃料装料间内的暂存。新燃料元件储存在不锈钢制的双壁结构新燃料储罐内，新燃料储罐放置在新燃料储罐格架上。

新燃料装料间和新燃料库内设置电动叉车和手推车，用于新燃料储罐的转运，新燃料给料操作则通过控制系统控制装料升降机和装料单一器自动执行。在新燃料元件储存和转运过程中，为了实体保护，每个新燃料罐均加盖上锁。

(3) 乏燃料储存子系统。乏燃料元件的厂区储存采取两步储存方式，即乏燃料缓冲储存和乏燃料中间储存。此外，该系统还包括堆芯排空储存和碎球储存。

1) 乏燃料缓冲储存。输送至乏燃料缓冲储罐上部的元件，经组合阀分配后进入 3 个乏燃料缓冲储罐中一个，当此罐元件数达到 25.4 万个时，切换组合阀向第二个缓冲储罐输送，依此类推，当第 3 个缓冲储罐中的元件达 50% 时，

开启第一个缓冲储罐下部的碎球分离器，对乏燃料元件进行碎球分选，碎球排入碎球罐，完好元件用压缩空气向 10 个乏燃料中间储罐交替输送（平均分配）。缓冲储存罐可采用强迫空气冷却。

2) 乏燃料中间储存。乏燃料中间储存库设置有 10 个乏燃料中间储罐，可提供反应堆运行 15 年的乏燃料储存量。每个乏燃料中间储罐下部均设有抽吸装置，当需要向永久储存转罐时，用此抽吸装置将元件抽至永久储罐中。中间储存罐可采用自然空气冷却。

3) 堆芯排空储存。堆芯排空储存利用 2 个再装料罐（1 个堆芯体积）顺序执行装载、冷却和转运三种操作过程。装载操作是连续地接收来自堆芯的燃料元件直到满载，冷却则是利用循环水冷加上强制风冷来保证燃料元件的余热排出，转运操作主要依靠燃料气动提升系统将再装料罐内经单一化和碎球分选后的燃料元件向燃料装卸系统输送。

4) 碎球储存。碎球储存有两个来源，一是燃料装卸系统中堆芯卸料后的单一化和碎球分选，二是乏燃料储存系统中的乏燃料缓冲储罐和再装料储罐排球后的单一化与碎球分选。

根据德国球床堆的运行经验，产生的碎球量为万分之一。按 40 年寿期考虑，负荷因子为 0.85，则从燃料装卸过程中会产生约 6090 个碎球，从乏燃料装卸过程中产生约 1016 个碎球。

7.1.2.2 气流辅助系统

(1) 燃料提升子系统。燃料提升子系统由氦气压缩机（或罗茨风机）、过滤器、减速气体分流器、流量计、压力变送器、管路和阀门等构成回路，按照提供的输送介质分为氦气提升回路和压缩空气提升回路两部分。氦气提升回路包括燃料元件主循环提升和乏燃料卸料一次提升；压缩空气提升回路包括乏燃料卸料二次提升、堆芯排空储存提升、堆芯重新装料提升、乏燃料中间储存提升和初始堆芯装料提升。

(2) 气氛切换子系统。反应堆运行期间，每天分三批装料和卸料。每进行一批装料和卸料时要进行一次气氛切换。在进行气氛切换时，通过电动隔离阀、双座隔离阀、截止

器、无油真空泵以及相关截止阀的逻辑动作,经几次抽真空和放气、充气,将管道的空气置换成氦气气氛。新燃料装料的气氛切换流程由放气→进球→抽真空→充气→排球→放气→充气等顺序执行的过程组成;乏燃料卸料的气氛切换流程由放气→抽真空→充气→进球→放气→排球→抽真空→充气等顺序执行的过程组成。

(3) 管路吹扫子系统。在输送和转换操作过程中,燃料元件之间、燃料元件与管道和输送装置之间的碰撞和摩擦均会产生石墨粉尘,对燃料元件的输送和各输送装置的运行均会造成障碍。为防止因粉尘积累过多影响元件在管道中流动和设备转动,在系统中多处设置冲扫气体管路,定期对重力输送管道和设备进行吹扫,将元件运动中产生的石墨粉尘去除,由多个过滤器收集。

7.1.2.3 控制系统

燃料装卸与储存系统的控制系统是整个电站控制系统的重要组成部分。系统常规运行采用自动控制,即自动装料、自动卸料、自动循环、自动储存和转运。

7.1.2.4 系统工艺布置

燃料装卸与储存系统主要舱室工艺布置见三维效果图 6.2-57。

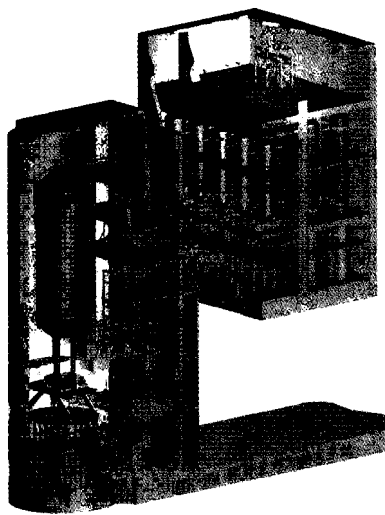


图 6.2-57 燃料装卸与储存系统主要舱室工艺布置

(1) 燃料装卸系统舱室。为该子系统设备的安装和操作,在反应堆厂房内设置如下舱室,且各舱室均属于包容体装料缓冲管道和装料运行气阀间;卸料缓冲管道间;卸料运行气阀间;装卸料循环主舱室;提升气阀间及提升隔离阀间。

(2) 新燃料供应系统舱室。为该子系统设备的安装和操作,在反应堆厂房内设置如下舱室:新燃料库;新燃料装料间及新燃料输送电梯机房。

(3) 乏燃料储存系统舱室。为该子系统设备的安装和操作,在乏燃料厂房内设置如下舱室:乏燃料缓冲储存库;乏燃料缓冲阀门间;乏燃料缓冲转移设备间;乏燃料中间储存库;乏燃料中间阀门间;乏燃料中间转移设备间;乏燃料转运间及乏燃料储罐散热排风机房。

(4) 其他相关舱室。此外,在反应堆厂房内还设置燃料装卸系统配电间;燃料装卸系统工具间及燃料装卸系统工具备件间。

7.1.3 燃料装卸与储存系统运行特性

7.1.3.1 主要技术参数

燃料装卸与储存系统的主要参数见表 6.2-25。

表 6.2-25 燃料装卸与储存系统的主要参数

	参 数	数 值
燃料元件通过能力	快速循环(初装堆芯向平衡堆芯过渡)	约为 409 个/h
	常规循环(平衡堆芯)	约为 205 个/h
满功率运行时能力	燃料元件循环	约为 1908 个/d
	装入新燃料元件	约为 818 个/d
	卸出乏燃料元件	约为 818 个/d
	平均每个燃料元件燃料测量时间	10~20s
储存容量	新燃料库	半年储量
	乏燃料缓冲储存库	3 年乏燃料储存量
	乏燃料中间储存库	15 年乏燃料储存量

7.1.3.2 系统安全特性

(1) 冗余性与可靠性。

1) 新燃料给料操作的装料升降机和装料单一器,燃料元件主循环流程中的卸料装置,新燃料装料和乏燃料卸料气氛切换流程用的无油真空泵设备和抽真空管路,乏燃料卸料二次提升和乏燃料中间储存提升用的罗茨风机设备及压缩空气管路,均采用 100% 备用。

2) 向堆芯和向乏燃料卸料缓冲管段输送元件靠专设的氦气压缩机(100% 备用)完成。反应堆在低功率下或停堆期间均可进行燃料循环,勿需借助主氦风机和专门为输送元件设置的高压氦气储罐,保证输送的连续性、稳定性和实时性。

3) 重力输送元件的倾斜管道与水平线夹角大于 6° , 转向处弯头曲率半径不小于 300mm, 保证元件顺利流动。在碎球分选前的重力输送管道与水平线夹角不小于 43° , 以保证石墨碎屑和粉尘自由下落而不会阻碍破损元件的运动。

(2) 元件完好性保证措施。

1) 气体输送元件的管道最高处设置曲率半径不小于 400mm 的弯头, 防止元件在弯头处因过分撞击而损坏。

2) 在管道最高处弯头下游设置气体分流器, 使元件通过弯头后立即减速, 自由滚动落入堆芯中, 而不会因气流压送至堆芯造成元件破损。

3) 乏燃料储存容器内设置落球阶梯, 防止进入储存容器过程中因下落高度过高造成乏燃料元件破碎。

4) 在堆芯初装料和重新装料时, 采用伸缩给料管向堆芯下部装料。随着装料高度增加, 伸缩给料管分步提升, 防止因下落高度过高造成元件破碎。

(3) 密封、隔离与屏蔽。

1) 在一回路压力边界处安装隔离阀, 如果其下游管道或设备承压壳破裂, 可迅速关闭相关隔离阀, 防止反应堆冷却气体大量排出, 以确保安全。

2) 对设备的动密封采用“全密封式”的轴封结构。对于转矩小的部件采用内置电机, 对于转矩大的部件采用磁力传动器, 防止放射性气体泄漏到周围环境中。

3) 有元件滞留的管道和设备采用局部屏蔽, 并在设备传动机构一侧设置有足够厚度的金属屏蔽层, 防止人员接近设备检修时受到强辐射。

4) 在系统中设置了维修隔离阀, 将系统划分为几个单元。在拆卸或更换某一单元内的部件时, 关闭相关维修隔离阀, 与相邻单元气氛隔离开, 防止因局部拆卸维修而将整个系统内大量放射性气体全部放出, 以减少环境污染。

(4) 次临界。

新燃料储罐、乏燃料缓冲储罐、再装料储罐和乏燃料中间储罐均按保守设计条件进行次临界设计,在达到最大设计容量后,几何排列方式经理论计算表明新燃料储罐、新燃料储罐储存架,以及新燃料库、新燃料装料间、乏燃料缓冲储存库和乏燃料中间储存库均始终处于次临界状态,即 $k_{\text{eff}} < 0.95$ 。

(5) 余热排出措施。乏燃料缓冲储存库内的三个缓冲储罐交替执行装料、储存与转运功能,采用强制风冷,能够满足余热排出的要求;堆芯排空时对再装料罐集中装料,采用强制风冷和循环水冷设计保证余热排出的要求。

7.1.4 燃料装卸与储存系统重要设备

7.1.4.1 设备分类

根据实现系统的目标功能分类,燃料装卸与储存系统设备可分为燃料输送与转运设备、气流辅助系统设备、燃料储存设备、检测设备、管件及其他设备五类。

(1) 燃料输送与转运设备包括卸料装置、碎球分离器、伸缩给料装置、缓冲节、抽吸装置、装料升降机、装料单一器、磁力传动器、电磁扰动装置、转向器、截止器、旋转摆轮、汇集器、各种组合阀(由内置的转向器、旋转摆轮、截止器和汇集器等组合而成)、电动叉车、手推车、转运小车等。

(2) 气流辅助系统设备包括氦气压缩机、罗茨风机、无油真空泵、气体分流器、负压站、隔离阀(球阀)、双座隔离阀、电动和手动截止阀、调节阀、氦气减压阀、过滤器等。

(3) 燃料储存设备包括乏燃料缓冲储罐、再装料储罐、乏燃料中间储罐、新燃料储罐、碎球罐、取样罐、新燃料罐储存格架等。

(4) 检测设备包括燃料测量定位器、流量计、压力变送器、温度变送器、计数器等。

(5) 管件及其他设备包括各种直径的管道、各种过球和过气弯头、各种多通承压件(三通、四通、九通、十三通等)、管道波纹膨胀节、舱室波纹膨胀节、各类预埋件、设备支撑件、设备支吊架、设备和管道屏蔽、扶梯、平台、维修用电动吊钩等设备与部件。

7.1.4.2 主要设备

(1) 卸料装置。其功能是从反应堆堆芯中排出的燃料元件或从乏燃料缓冲储罐和再装料储罐中排出的燃料元件在进入输送管道前进行单一化和碎球分选处理,达到单一输送目的和保证输送的稳定性与可靠性。卸料装置采用单一器和碎球分离器一体化结构。燃料装卸子系统的卸料装置(100%备用)安装在卸料管下端。乏燃料储存子系统的卸料装置安装在乏燃料缓冲储罐和再装料罐下部。

(2) 球流转换设备与组合阀。球流转换设备是安装于燃料元件输送管路中的旋转摆轮、转向器、截止器和汇集器等四种控制球流运动变向设备的统称。旋转摆轮的功能是根据需要使燃料元件单一通过,并可阻断气体,为下游气体提升燃料元件提供条件;转向器的功能是根据控制系统发出的指令将燃料元件分配给两条不同的管路;截止器的功能是根据要求隔断或导通燃料元件输送管路;汇集器的功能是根据控制系统发出的指令将两条来球的管路中的1条与下端管路连通,而另1根来球的管路为截止状态。组合阀是不同种类不同数量的球流转换设备的组合设备,有利于降低安装高度。旋转摆轮、转向器、汇集器和截止器的阀芯转动角度分别为 180° 、 120° 、 120° 和 90° ,采用内置“鼠笼电机+谐波减速器+旋转变压器”作为动力源,配合机械定位器,实现全轴密

封和转角精确控制。三种设备的接球杯底部留有储存石墨或粉尘的空间,防止因碎屑的存在垫高元件超出转子外轮廓而造成转动中的元件被切破或卡住;此外,转子上接球杯杯口和与其相对应的过球通道出口均成喇叭口形状,防止因错位而划伤元件。

(3) 装料升降机和装料单一器。这是新燃料供应系统的两个主要设备,系统中设置两套100%备用。电动葫芦是装料升降机的动力源,在其用下新燃料储罐被提升至特定高度后翻转将料筒内的新燃料元件准确无遗漏地送入装料单一器的料斗中。装料单一器的功能是将新燃料元件单一化并装入装料管道,完成为反应堆补充新燃料的功能。它由入料斗、筒体组件、堵头组件、挡板、防护帽、取料盘、轴承座、减速机等零部件组成。装料单一器倾斜安装,与水平线夹角为 15° ,利于元件顺利向下流动和进入取球杯。在旋转取料盘上设计四个取料杯,每个取料杯刚好可以容纳一个燃料元件,取料盘每转动一圈,会有四个燃料元件经单一化后从料箱进入新燃料装料缓冲管段。

(4) 计数器。这是实现燃料元件循环与输送过程自动化的关键传感设备,其主要功能是对各球流管段与储存容器中燃料元件的动态信息(包括各管路中燃料球的通过方向、数量、球停状态,以及各容器中燃料球的累计储量与排出数量等)进行实时准确的判断、统计和记录,并把这些信息传递给燃料装卸与储存控制系统和反应堆主控制系统中,以保证燃料元件定向有序输送和储存的自动化控制、堆芯燃料的正确管理和反应堆的可靠运行。

(5) 堆芯伸缩给料装置。在堆芯重新装料时,柔性堆芯伸缩给料装置穿过具有一定曲率半径的压力容器上封头给料管进入压力容器环形区,利用其阶梯形可调伸缩长度的结构特征,能够在允许的高度下,降低燃料元件下落的速度,以达到保护元件不破损的目的,满足料位不断变化的堆芯装料要求。

(6) 新燃料储罐和新燃料储罐格架。新燃料罐采用不锈钢双壁罐体结构,罐体内外壁之间的夹层填充硼含量约占重量比18%的细颗粒铁硼材料,以保证储存和输送过程中任何情况下罐内新燃料不发生临界。为严格管理,新燃料罐的罐盖上设有盖锁。新燃料储罐格架的功能是放置新燃料储罐,它由单列二层和单列三层两种规格的储存格架组成,每个储存格架为一个储存单元,两种储存单元分别可以放置二个和三个新燃料储罐,各储存单元可以组合使用。新燃料储罐格架的架体用螺栓与地面(或地面和墙面)牢固连接,结构稳定、可靠,并能方便于叉车从正面取罐的操作要求。

(7) 乏燃料储存容器。它包括乏燃料缓冲储罐、再装料储罐和乏燃料中间储罐三种储存容器。乏燃料缓冲储罐的功能是完成包括装载、冷却与转移三个阶段的乏燃料缓冲储存过程。再装料储罐的功能是安全储存要求情况下从堆芯集中排出的燃料元件,在快速循环和特殊条件下,可用于石墨球、毒物球以及乏燃料元件的暂存。乏燃料中间储罐的功能是完成乏燃料中间储存的接收、储存和转运操作。三种储罐均采用裸罐结构,在罐内中轴线上设置硼球控制柱,以防止罐内燃料元件临界。罐内还装有落球阶梯组件,以防止燃料元件在装入下落过程中过分撞击而破损。再装料储罐的罐体外壁设置水冷套装置,以保证堆芯排空燃料元件的有效余热排出。乏燃料缓冲储罐和再装料储罐下部与卸料装置联结,罐中的燃料元件经单一化和碎球分选后,可用压缩空气向中间储罐或堆芯重新装料系统输送。在乏燃料中间储罐的下部设有抽吸口,需要时可用抽吸装置将罐内的乏燃料抽出并转

移至永久储存处。

(8) 碎球罐和取样罐。碎球罐包括大碎球罐和小碎球罐两种结构。碎球罐的功能是提供足够的容积储存在寿命期间内产生的全部破损燃料元件。碎球罐的进口口设计能够保证使任何形状的碎球能靠自重自由流入,并在与进球管相连的过球管上安装波纹膨胀节,防止因热膨胀产生热应力使进球管变形影响碎球进入罐中。在碎球罐上端设有抽吸口,抽吸口内装有足够厚度的罐塞,用来屏蔽放射性射线,需要时用抽吸装置将破损燃料元件从罐中向外抽出,并转运至安全储存处。取样罐是一个放置在卸料缓冲管道间的可屏蔽放射线的专用容器,其功能是根据需要收取由卸料缓冲管道中卸出的燃料元件,并移送检验室进行检验。

(9) 氦气压缩机与罗茨风机。氦气压缩机功能是提供具有一定升压和流量的氦气,作为燃料元件的提升气体。应用于新燃料元件的装入和未达到燃耗深度燃料元件返回堆芯,以及乏燃料元件卸出的一次提升。罗茨风机的功能是为乏燃料卸料二次提升、堆芯排空储存提升、堆芯重新装料提升、乏燃料中间储存提升和初始堆芯装料提升提供具有一定压力和流量的压缩空气。

(10) 电动隔离阀。它具有的功能为实现系统与大气气氛的隔离,防止装卸料操作中放射性气体向大气泄漏;完成系统与堆芯的隔离,保证一回路压力边界的完整性及反应堆的安全性;完成缓冲段管路的气氛切换,确保系统氦气的纯洁性以及完成系统内各主要设备之间气氛的接通和切断,为设备的故障处理、拆卸、检修提供安全保障。电动隔离阀为部分回转型电动装置驱动的固定上装式球阀,采用“全密封式”轴封结构。执行部件采用部分回转型电动装置驱动,通过行程开关和机械定位器保证开启和关闭到位准确,以确保元件流动通畅和安全隔离反应堆内冷却气体;固定式可大大减少转动力矩,延长密封圈使用寿命;上装式在拆卸更换密封圈和阀芯时不必将整个阀体从相连的管道拆下,保证连接处的密封性。

(11) 气体分流器。它的功能是在燃料元件完成提升过程后通过本设备时,分流出提升气体进入通往压缩机进气端,使燃料元件因运行方向与气体流向不同造成的横向吸附作用而减速,从而减轻燃料元件进入靠重力输送的管道时因速度过快而造成的过度撞击,确保燃料元件完整性。

(12) 无油真空泵与负压站。由双级爪式转子无油真空泵与罗茨泵组成的真空机组是燃料装卸系统中加入新燃料元件和排出乏燃料元件缓冲管路进行气氛切换抽真空的专用设备。负压站是燃料装卸子系统内的负压容器设备,其功能是在管道气氛切换前先启动无油真空泵对负压站抽真空,并使其达到较深的真空状态,当需要对管道抽真空时,开启负压站与管道间的阀门,使气氛切换管道迅速达到接近于要求的真空状态。负压站具有较深的真空状态,可大大缩短了气氛切换时抽真空的操作时间。

7.2 氦净化与氦辅助系统

7.2.1 系统范围与设计参数

氦净化系统与氦辅助系统包括以下子系统:氦净化系统(含有二条正常净化列和一条事故净化列);氦净化再生系统;氦供应和储存系统;氦辅助系统的排气系统;氦辅助系统的排水系统;液氦供应与储存系统;氧供应与储存系统;氦辅助系统的抽真空系统以及一回路抽真空系统系统。HTR-PM的主要系统输入参数见表6.2-26;一回路氦气中化学杂质含量限值与运行控制设计值见表6.2-27。

表 6.2-26 氦净化系统主要输入参数表

参 数	数 值
氦气压力	9.0MPa
氦气进口温度	250℃
一回路氦气装量	约为 35 000m ³
一回路氦气总泄漏率	≤0.5%氦总装量/天
一回路水进入率	≤279g/天
事故时最大进水量	800kg/次

表 6.2-27 一回路氦气中化学杂质含量限值与运行控制设计值

	H ₂ O	CO ₂	H ₂	CO	CH ₄	N ₂	O ₂
化学杂质含量限值 (cm ³ /m ³)	2	6	30	30	5	2	2
化学杂质含量运行控制设计值 (cm ³ /m ³)	1	1	9	9	3	2	1

7.2.2 氦净化系统与氦辅助系统功能

氦净化与氦辅助系统的功能是使一回路氦气具有合格的纯度,并使充有氦气的一回路具有可操作性,其具体功能如下:

(1) 对一回路压力进行调节,使一回路系统压力维持在规定的范围内。

(2) 对一回路氦气进行连续的净化,去除气态杂质,使氦气达到规定的纯度要求。

(3) 为其他系统(如燃料装卸系统等)提供工艺用氦气或排气空间。

(4) 承担检查和检修期间一回路氦气的排出和再充入的任务。

(5) 补充氦气的损耗,也排放应该废弃的不纯氦气。

(6) 在一回路进水事故后,去除一回路中的水。

(7) 收集从一回路氦气中分离出的水,永久储存(若含氦)或暂存。

7.2.3 系统描述

7.2.3.1 氦净化系统

氦净化系统由两个相同的、互为备用的正常净化列及一个事故净化列组成。其系统流程见图6.2-58。

氦净化系统正常净化列正常运行时,从一回路主氦风机出口引入一回路氦气,在主氦风机压头的驱动下,按序流过下列氦净化系统正常净化列的设备:

(1) 尘埃过滤器。过滤并滞留下氦中携带的固态粉尘,将尺寸超过 5μm 的颗粒过滤掉 99%。

(2) 电加热器。将流过的氦气(若温度低于 250℃)加热到出口温度 250℃以上,以确保下级设备—氧化铜床的工作温度 250℃。

(3) 氧化铜床。床中的氧化铜,将与流过的氦中的 H₂、CO、HT 和部分 CH₄ 反应,把它们转化成 H₂O、CO₂ 和 HTO(即氦水)。

(4) 中温氦/氦热交换器。从氧化铜床来的 250℃ 的氦流过外管侧,被冷却到 75℃,从内管侧流过的被净化过的室温氦气,将被回热到 183℃后流回一回路。

(5) 水/氦冷却器。经中温氦/氦热交换器被冷却到 75℃ 的氦气,流过这个用冷冻水作冷却剂的冷却器,温度被降到约 10℃后,前往气/水分离器。

(6) 气/水分离器。在这里,冷凝水将被分离,并被排放到氦辅助系统的排水系统。

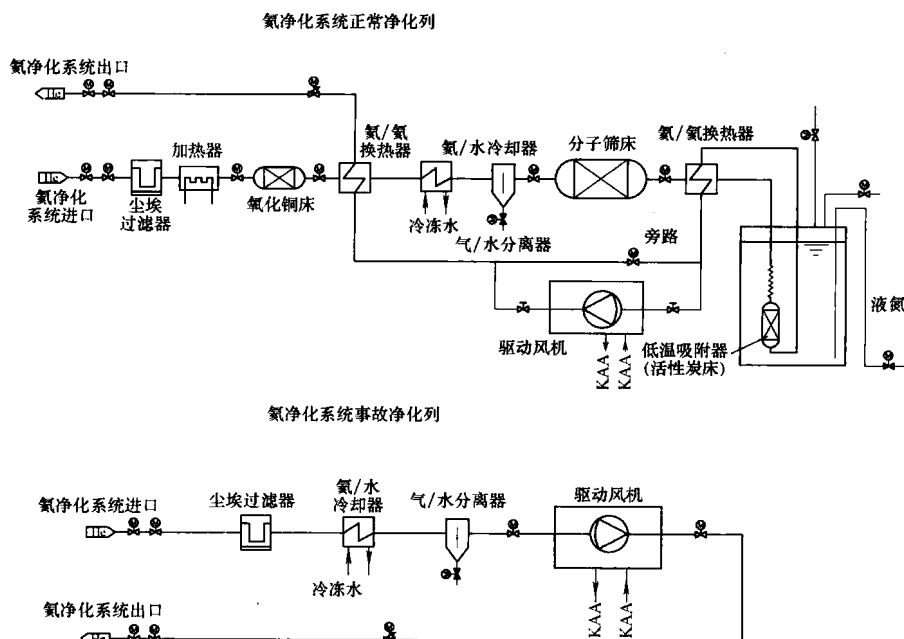


图 6.2-58 氮净化系统流程

(7) 分子筛床。用来吸附氮中的 H_2O 、 CO_2 和 HTO 。

(8) 低温氮/氨热交换器。从分子筛床来的氮气将在该换热器中被冷却到约 $-160^{\circ}C$ ，再流向低温吸附床。

(9) 低温吸附床。浸泡在液氮中的活性炭床在低温下工作，活性炭将在低温下吸附掉氮中的 N_2 、 Ar 、 CH_4 以及 Kr 、 Xe 等。

(10) 低温氮/氨热交换器。从低温吸附器返来的冷氮气经过这里，被回热到约 $3^{\circ}C$ 。

(11) 氮气驱动风机。实际使用的是隔膜式压缩机（膜压机）。在正常情况下，氮气靠反应堆主氮风机的压头驱动，只有在主氮风机停转时，才用膜压机驱动。

(12) 中温氮/氨热交换器。从低温氮/氨热交换器返来的氮气，经膜压机或它的旁路，流向中温氮/氨热交换器，被回热到约 $183^{\circ}C$ 后，返回一回路。或者在去中温氮/氨热交换器之前，被引往氨供应和储存系统。

正常净化列的氮气流量 $283.5kg/h$ （净化常数 5%），而通过低温吸附器的氮气流量为 $71kg/h$ ，其他氮气旁路过低温氮/氨热交换器和低温吸附床。

氮净化系统事故净化列用于一回路进水事故后的除水工作，也用于反应堆首次启动和堆芯结构长期暴露于空气中再次启动时的除水过程。反应堆正常运行时，事故净化列处于备用状态。

事故净化列主要由尘埃过滤器、事故水/氨冷却器、事故气/水分离器和驱动膜压机组成。膜压机是与氮净化系统正常净化列共用的四台。尘埃过滤器也是两个正常净化列的，每个尘埃过滤器都按正常净化流量的两倍进行设计。

事故净化列运行时，用并联的四台氮净化系统膜压机驱动，氮流量为 20% 一回路氮装量/小时。一回路氮气从两个正常净化列的入口引入，通过两个尘埃过滤器后合并流入事故水/氨冷却器，被冷却到接近 $10^{\circ}C$ 后进入事故气/水分离器，过饱和的冷凝水被分离并被排往氨辅助系统的事故排水系统，而氮气直接返回一回路。

当一回路氮气中的含汽浓度被减少到接近事故气/水分离器处的饱和含汽量时，就切换到用氮净化系统正常净化列除水了。

7.2.3.2 氮净化再生系统

该系统的功能是对氮净化系统的净化设备，分子筛床、低温吸附床和氧化铜床进行再生。

在分子筛床出口样品气中测得超量的 H_2O 或 CO_2 、在低温吸附床出口测得超量的 N_2 或 CH_4 或在氧化铜床出口发现有 CO 或 H_2 穿透时，就分别表明分子筛、活性炭或氧化铜床需再生了。再生工艺流程见图 6.2-59。

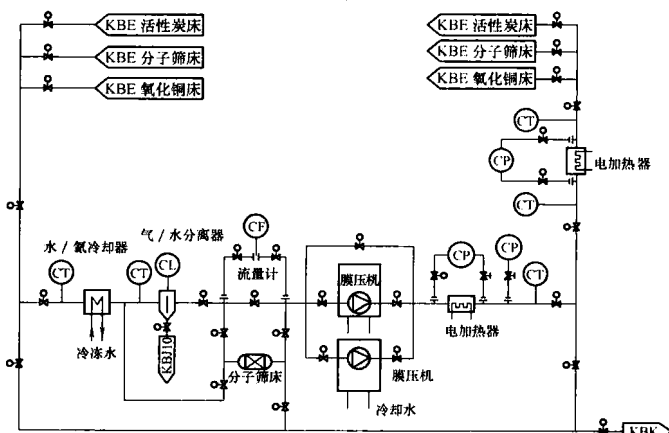


图 6.2-59 氮净化再生系统工艺流程

氮净化再生系统由两台并联的膜压机、两台串联的氮气电加热器、一台水/氨冷却器、一台气/水分离器和一台辅助分子筛床组成。

(1) 分子筛床再生。分子筛床再生的原理是运行闭合的分子筛床再生回路，用被加热的氮气，缓慢加热分子筛床中的分子筛，使分子筛被加热到约 $250^{\circ}C$ 后再抽真空，使被吸附的 H_2O 和 CO_2 被解吸释放出来、且被抽走，使分子筛的吸附功能得以恢复。

氮净化系统分子筛床的再生将分三个阶段进行：

1) 水的冷凝和分离运行。再生氮气由膜压机驱动，流过再生系统氮气电加热器、氮净化系统分子筛床、再生系统水/氨冷却器和气/水分离器后，回到膜压机进口。这是用电加热器加热的氮气对分子筛床中分子筛的缓慢加热过程。在分子筛升温过程中，被吸附的 H_2O 和 CO_2 就解吸释放到

流过的氨中,含 H_2O 的氨气在流过水/氨冷却器后被冷却到约 $10^\circ C$, 过饱和的 H_2O 将冷凝并在后面的气/水分离器中被分离、排放到氨辅助系统的正常水排出系统。完成该阶段运行后,把回路中再生氨气(含较高浓度的 CO_2) 通过抽真空系统的旁路排放掉,再从氨净化系统充入氨气。

2) H_2O 和 CO_2 的转移运行。膜压机出来的氨气,流过氨气电加热器,经水/氨冷却器被冷却到约 $10^\circ C$, 被流经再生系统的辅助分子筛床后,回到膜压机进口。这样的再生运行,将把氨净化系统分子筛床在高温下解吸出来的 H_2O 和 CO_2 转移到处于室温的再生辅助分子筛床被吸附。该阶段运行结束后,膜压机停转,从再生回路上隔离开氨净化系统分子筛床,并把它接入抽真空系统,通过其旁路排掉床中的氨气。再生辅助分子筛床的再生,可由氨净化再生系统本身以同样的工艺实施。

3) 抽真空。已与再生系统隔离开的氨净化系统分子筛床,由氨辅助系统的抽真空系统直接抽空至 $100Pa$ 以下后,充氮备用。氨净化系统分子筛床再生过程结束。氨净化系统分子筛床再生过程所需的总时间为 $40\sim 48h$ 。

(2) 低温吸附床的再生。低温吸附床再生的原理是被加热了的氨气,缓慢加热低温吸附床中的活性炭,使被加热到约 $150^\circ C$ 后再抽真空,被吸附的 N_2 、 CH_4 、 Ar 、 Kr 和 Xe 等被解吸释放出来,使活性炭的吸附功能得以恢复。

低温吸附床的再生流程描述如下:待再生的正常净化列被排气至约 $0.5MPa$ 压力后与其他系统隔离。同时隔离低温吸附床和低温氨/氨热交换器。排掉要再生的低温吸附床液氮槽中的液氮,任其自然升温。通过抽真空系统的旁路,排掉自然升温过程中从低温吸附床和低温氨/氨热交换器中由冷冻状态挥发出来的杂质(H_2O 、 CO_2 和 CH_4 等)气体。此后,接入再生系统、充入再生所需的氨气、低温吸附床与正常净化列隔离并形成闭合的再生回路,就可对低温吸附床

进行再生运行。氨净化系统低温吸附床再生过程所需的总时间为 $22\sim 30h$ 。

(3) 氧化铜床的再生。氧化铜床再生的原理是运行闭合的氧化铜床再生回路,用被加热了的氨气,缓慢加热氧化铜床,使氧化铜床中的铜被加热到一定温度后,按工艺确定的速率,在氧化铜床进口连续注入氧气,使氧化铜中的铜以有控制的速率被氧化成氧化铜,恢复氧化铜床的转化功能。

氧化铜床再生流程描述如下:氧化铜床再生是在从正常净化列隔离、并被接入再生系统、形成闭合的再生回路后进行。运行氨净化再生系统的膜压机驱动氨气,依次流过氨气电加热器、氨净化系统的氧化铜床、水/氨冷却器和气/水分离器后,回到膜压机进口。在氧化铜床入口氨气达到并维持住温度时,由氧气供应和储存系统缓慢注入氧气,使氧化铜床中的铜氧化成氧化铜。在氧化铜床出口取氨气样品分析,发现有氧气穿透时,就停止注氧并结束再生过程。氨净化系统氧化铜床所需的再生时间约为 $24h$ 。

7.2.3.3 氨供应和储存系统

本系统主要功能是:由氨气供应商供应的氨气,引入或压入并储存到本系统内;为反应堆储存必要的干净氨气;供给一回路系统及氨辅助系统由于泄漏而需补充的氨气;间接供给燃料装卸系统和其他用氨系统的工艺用气;为吸收球停堆系统提供吸收球输送用气的排出空间;在对反应堆及氨辅助系统充氨过程中,将本系统中的氨气加压,经氨净化系统进入反应堆及其他氨辅助系统以及在运行过程中,通过本系统向一回路系统供气,或从一回路系统向该系统排气,控制一回路系统的压力。

该系统由四台膜压机、两台进气缓冲罐、六台安全3级氨气储存罐、三台安全4级氨气储存罐,以及相应的管道、阀门、测量仪表及其连接管道等组成。系统流程可见图6.2-60。

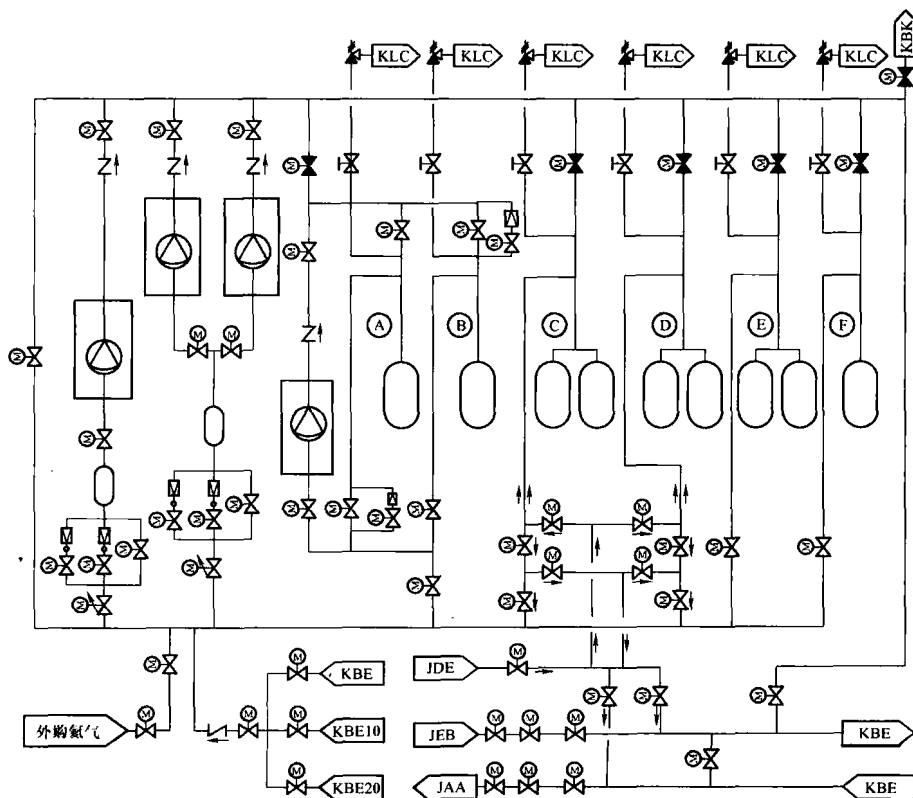


图 6.2-60 氨供应和储存系统流程

膜压机和各组储存罐总体上呈并联布置。

一台膜压机可把 8MPa 的氮气加压到 10MPa, 质量流量约为 61kg/h; 两台同性能的膜压机用于把 0.3MPa 压力的氮气加压到 10MPa, 质量流量约为 52kg/h; 另一台膜压机可把 8~10MPa 的氮气加压到 18MPa, 质量流量约为 70kg/h。

6 个氮气储存罐布置在包容体内, 分为 A、B、C 和 D 四组: A、B 组各 1 个; C 组 2 个; D 组 2 个。3 个安全 4 级氮气储存罐布置在包容体外, 分为 E、F 组: E 组 2 个, F 组 1 个。

一台膜压机与 A、B 组储存罐组合, 主要用来维持 A、B 组储存罐中的氮气压力分别为 10MPa 和 8MPa, 准备着为一回路调压。通过氮净化系统为一回路调压时, A、B 组储存罐会与一回路相连成为一回路压力边界的一部分。

C 和 D 组储存罐在通常情况维持较低氮气压力, 当被要求接收吸收球停堆系统排气时, 先用膜压机排出氮气, 达到所需的低压, 准备好接收吸收球停堆系统的排气。接收吸收球停堆系统的排气时, 排气直接来自一回路, 这时, C 和 D 组储存罐以及排气经过的管路和阀门都是一回路压力边界的一部分, 只是这时候的反应堆处于停堆状态。

E、F 组储存罐在通常情况储有一定量的氮气, 用以补充整个反应堆中日常泄漏氮损失。

为实现所承担的各种功能, 不同工况下的系统流程如下:

(1) 该系统充氮。反应堆及其他氮辅助系统中的氮气, 都源自本系统。而本系统的氮气是外购充入的, 外购的新氮气可由罐组车或管道车运来。本系统第一次充氮前, 要对本系统的储存罐和系统管道抽真空。所有新购的氮气将通过阀门靠压力和膜压机注入或压入本系统储存罐内储存。

6 台氮气储存罐和 3 台安全 4 级氮气储存罐均投入使用, 至少要充入 0.2MPa 的氮气。如氮气源来的氮气压力高于储存罐内氮气的压力, 氮气可靠压差流入储存罐内。当氮气源的压力小于或等于储存罐内的压力时, 启动膜压机, 将氮气加压送入所欲送往的目标储存罐内。

(2) 一回路压力调节。当一回路压力高于正常运行压力定值时, 一回路中的氮气经氮净化系统和阀门进入本系统, 依靠压差流入 B 组储存罐。当一回路压力低于正常运行压力定值时, 利用本系统 A 组储存罐内的高压氮气, 从打开的阀门进入氮净化系统, 然后送入一回路。

(3) 排空一回路。在一回路检修前, 需把一回路中的氮气全部排出到本系统。先靠一回路与本系统氮储存罐组中氮气的压差, 驱动一回路氮气, 经氮净化系统净化后, 依次流入本系统压力较低的氮储存罐组内储存; 待一回路氮气压力等于或稍低于本系统一些氮储存罐组中的氮压力时, 可用氮净化系统膜压机把一回路氮气压入这些氮储存罐组中, 直至达到氮净化系统膜压机的压升极限时为止。最后, 用本系统膜压机将一回路中的氮气加压送往该系统氮储存罐, 直至一回路氮气排净。排空一回路氮气需 50h。

(4) 为吸收球停堆系统提供排气的空间。利用本系统膜压机, 把 C、D 组储存罐中的氮气排出 (送到别组储存罐), 达所需的低压力, 利用足够大的储存罐空间接受吸收球停堆系统的排气, 为吸收球从堆芯中心石墨柱排出提供动力。

排入 C、D 组储存罐中的氮气, 是未经净化的污染氮气, 它们进入或排出本系统只能通过单独使用的管路和阀门。排出本系统时, 可直接送往一回路, 也可经过氮净化系统送往一回路, 或者经过氮净化系统净化后送往本系统其他

氮储存罐。

(5) 储存罐组之间的氮气输送。利用该系统各组储存罐之间的压差和膜压机, 来实现储存罐之间的氮气流动。

7.2.3.4 氮辅助系统的排气系统

本系统用于接收、暂存和转运氮气, 其具体功能如下:

(1) 接收燃料装卸系统、气体取样和分析系统、一回路冷却剂放射性测量系统和氮辅助系统的排水系统等可净化复用的氮气, 并通过本系统膜压机转送到氮净化系统。

(2) 为氮辅助系统的正常工况排水系统提供工艺用低压氮气, 把含氚废水从前级贮水罐向后级储水罐转移。

系统主要由 8 个氮气接收暂存罐 (0.4MPa、4.4m³) 和两台并联的膜压机 (互为备用) 组成。8 个氮气接收暂存罐分为 A、B 和 C 三组。A 组 5 个罐, 用来接收和暂存燃料装卸系统和氮辅助系统的排水系统排来的氮气。B 组 2 个罐, 用来接收和暂存气体取样分析系统排来的氮气, C 组 1 个罐, 用来接收和暂存一回路冷却剂放射性测量系统排来的氮气。

系统工艺流程可参见图 6.2-61。

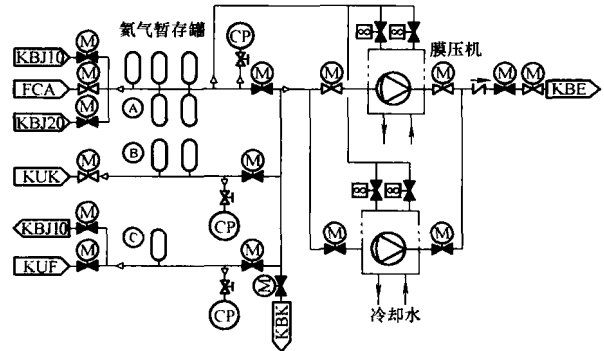


图 6.2-61 氮辅助系统的排气系统工艺流程

从燃料装卸系统、气体采样和分析系统、一回路冷却剂放射性测量系统和氮辅助系统的排水系统送来的氮气, 通过各自相应的接口分别进入本系统 A、B 和 C 组氮气接收暂存罐中, 暂存罐中气体累积达到一定压力 (0.2~0.3MPa) 后, 启动本系统一台膜压机 (两台并联, 互为备用), 加压 (约为 9MPa) 转送往氮净化系统。

当氮辅助系统的正常排水系统的前级储水罐需向后级储水罐排水时, 由本系统 C 组氮气接收暂存罐提供低压 (>0.1013MPa) 氮气, 将含氚废水转送至后级储水罐内。

7.2.3.5 氮辅助系统的排水系统

氮辅助系统的排水系统包含正常工况排水系统和事故工况的排水系统。前者由前级储水罐 (9.0MPa、0.25m³) 和后级储水罐 (0.6MPa、5.1m³) 组成, 而后者仅有一个事故废水储存罐 (0.6MPa、2.5m³)。

正常工况排水系统的功能是: 反应堆正常运行时, 收集、储存氮净化系统正常净化列的气/水分离器和氮净化再生系统气/水分离器分离出来的含氚废水。含氚废水将在后级储水罐中长期储存。系统的工艺流程见图 6.2-62。

事故工况的排水系统的功能是反应堆发生进水事故后, 收集、储存氮净化系统事故净化列的事故气/水分离器分离出来的冷凝水。

该系统设置在反应堆辅助厂房的最底部, 比有废水排出的氮气净化系统和氮净化再生系统均要低。排出的水可靠气压和重力流入储存罐中。

7.2.3.6 氧气供应与储存系统

该系统的功能是接受由氧气供应商供应的瓶装氧气, 安

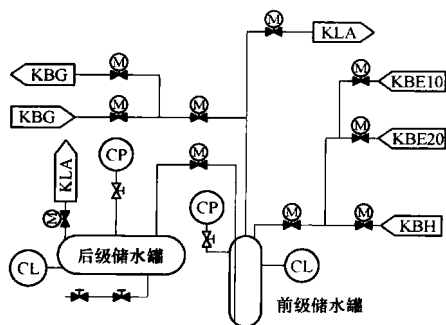


图 6.2-62 正常工况排水系统工艺流程

全保存这些装满氧气的钢瓶。在氮净化系统氧化铜床再生运行时，连续可调地按工艺要求从氧化铜床入口注入所需的氧气，直至氧化铜床再生过程结束。

氧供应和储存系统主要由氧气瓶及相应的阀门、流量测量仪表及其连接管道组成。氧气瓶通过可拆卸连接与系统相连，瓶中氧气快用完时，转由另一氧气瓶供气，并换上新瓶备用。系统流程见图 6.2-63。

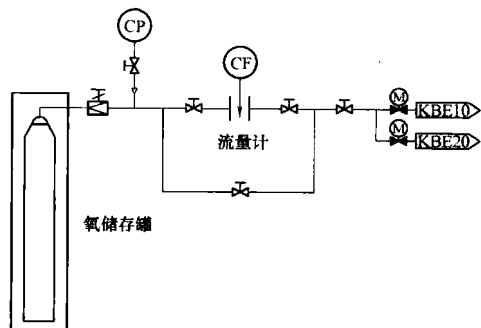


图 6.2-63 氧气供应与储存系统系统流程

需对氧化铜床进行再生时，先把氧化铜床与氮净化再生系统相连，开始再生运行，当氧化铜床入口氮气温度达稳定的 80°C 后，就可由操作人员打开氧气瓶出口阀门，缓慢调节减压阀，观察流量计读数，使流量达到再生工艺所要求的范围，持续向氧化铜床供氧。

随着氧气不断流入氧化铜床，氧气瓶中压力会降低，要适时调节减压阀的开度，以保持流入氧化铜床的氧流量。

7.2.3.7 液氮供应与储存系统

该系统功能是为氮净化系统的低温吸附床连续提供工艺过程用液氮；也可为一回路冷却剂放射性测量系统和其他工艺系统提供工艺条件用的液氮。

主要设备是 40m^3 的液氮储存罐。

该系统工艺流程见图 6.2-64。

氮净化系统正常运行时，由来自氮净化系统低温吸附床

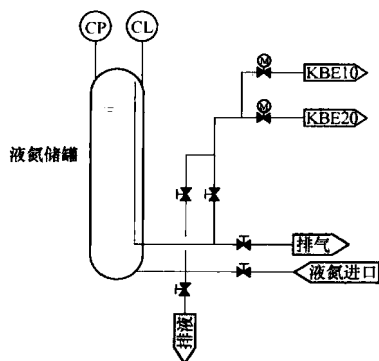


图 6.2-64 液氮供应与储存系统工艺流程

液氮槽中的液位信号，控制氮净化系统的液氮输入阀的开与关，使得伺服在这阀前的液氮储存罐中的自加压液氮，自动充入氮净化系统低温吸附床液氮槽。

7.2.3.8 氮辅系统的抽真空系统

氮辅助系统的抽真空系统主要用于净化系统中分子筛床和活性碳床的再生抽真空工艺；也在氮辅助系统（容积约为 20m^3 ）和系统氮设备充氮之前，用来对它们抽真空。

由于氮供应和储存系统中的氮气储存罐、氮辅助系统的排气系统中的氮气接收暂存罐的容积很大，需要借用一回路抽真空设备，临时安装来对它们抽真空。

系统主要设备是 3 台并联的涡流式干真空泵，与阀门、管道组成氮辅助系统的抽真空系统，该系统工艺流程见图 6.2-65。

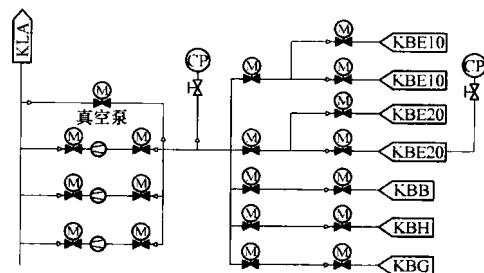


图 6.2-65 氮辅系统的抽真空系统工艺流程

该系统设置 3 台并联的涡流式干真空泵（每台抽速 7L/s ，极限真空度 5Pa ），两台工作、一台备用。真空泵抽吸口通过各相应的阀门分别与氮供应和储存系统、氮辅助系统的排气系统、氮净化系统、氮净化再生系统相连，并通过它们与氮辅助系统的排水系统相连，可分别对它们抽真空，抽出的废气经管道和阀门排往反应堆厂房内通风装置。

系统能在 24h 内，将氮辅助系统（容积约为 20m^3 ）中的压力从 0.1013MPa 降至 0.1kPa 。

7.2.3.9 一回路抽空系统

该系统的主要功能是在一回路系统首次充氮之前，以及在开放检修后的充氮之前，对一回路抽真空。也用于初装堆芯除湿和进水事故后的除湿抽真空工艺。

系统能在 24h 内，将一回路（系统容积约为 700m^3 ）中的压力从 0.1013MPa 降至 0.1kPa 。

因为一回路系统抽真空次数有限，系统将是临时设置的，完成任务后就撤除，不必占用厂房和其他设施。

该系统由 5 台并联的旋片式真空泵、阀门和管道等组成。真空泵共同的抽吸口将与一回路系统的某可装卸接口相连。抽出的废气经管道或室内排往反应堆厂房内通风装置。一回路抽好真空并充入氮气后，撤除本系统，封上一回路系统的接口。

该系统工艺流程见图 6.2-66。

7.3 气体采样与分析系统

7.3.1 气体采样及分析系统功能

(1) 对一回路、氮净化系统和辅助系统中氮气的各种化学杂质，用气体分析的方法进行监测，确定正常运行时一回路系统氮冷却剂中各种杂质浓度。

(2) 提供高灵敏度的湿度测量方法，对蒸汽发生器破管引起水的渗漏进行监测。

(3) 通过测量放射性气体裂变产物，对一回路放射性活度水平进行监测。

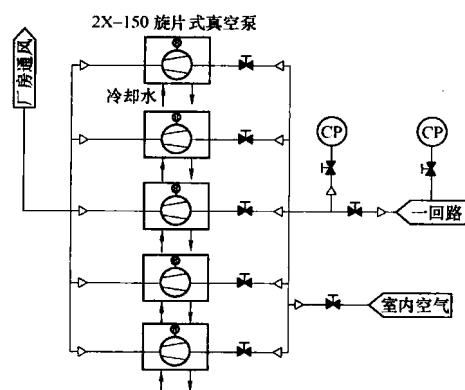


图 6.2-66 一回路抽空系统工艺流程

(4) 对氮净化系统的净化效率进行监测，确定系统是否需要再生。

7.3.2 气体采样及分析系统说明

7.3.2.1 系统概述

本系统分为气体采样分析和一回路冷却剂放射性核素测量两部分，由气体分析仪器和放射性核素测量仪器以及这两种类型仪器的取样管线、阀门组成。取样管线皆来自氮净化系统，测量后的气体排出至氮辅助系统或排往通风柜、手套箱排风系统。为防止放射性气体向工作环境的泄漏，将取样管线、阀门分布在房间的通风柜内。通风柜、手套箱排风系统对通风柜排风保持负压。

7.3.2.2 取样点位置

(1) 气体采样及分析系统在每个净化列的以下几个测量点设置了取样口：氮净化系统进口的尘埃过滤器后；氧化铜床之后；分子筛床之后以及氮净化系统出口。

(2) 一回路冷却剂放射性核素测量系统在每个净化列的以下几个测量点设置了取样口。

1) 氮净化系统进口的尘埃过滤器后，与气体分析系统共用一根管线。

2) 氧化铜床后的汽水分离器后；因位置同为氧化铜床之后，为与气体采样分析系统区分，称其为氧化铜床后 2 取样点。

3) 第二级氮-氮热交换器后进入膜压机前的管路上。因位置同为氮净化后，为与气体采样分析系统区分，称其为净化后 2 取样点。

7.3.2.3 主要测量内容

气体采样分析的项目主要是一回路冷却剂中非放射性气体杂质的含量。正常情况下，一回路氮冷却剂中杂质容许含量见 7.2.1 节。测量内容包括用气相色谱仪测量氮气中的气体杂质（ H_2 、 O_2 、 N_2 、 CH_4 、 CO 、 CO_2 ），用两种不同类型的微量水分析仪—电解式和电容式测量氮气中的水蒸气含量，用 CO_2 红外分析仪和 CO 红外分析仪专门分析 CO_2/CO 含量，用电化学方法的氧量分析仪测量氧含量。

一回路中氮冷却剂的化学污染在正常运行时主要来自新燃料元件中的水分和燃料装卸时的空气漏入，可通过连续和间断取样方式分析氮净化入口的氮气杂质含量监测一回路内氮气品质。氮净化系统进口的尘埃过滤器后的取样测量值代表了一回路冷却剂中的平衡浓度值。当发生蒸汽发生器传热管泄漏时，泄漏进入堆芯的水在堆内高温条件下会与石墨发生化学反应，产生 CO 、 CO_2 、 H_2 。可用连续监测仪器监测一回路出口氮气中的 CO 含量，当此处氮气中的 CO 含量有明显增高时即表明堆内有较大的泄漏事件。判断是空气漏入还是 H_2O 漏入可以通过分析其中的 N_2 或 H_2 气体含量来确

定。

其余取样点的测量值代表经各净化设备后的氮气中杂质浓度值，由其差值可以计算出各净化设备的净化效率。

一回路冷却剂放射性测量的项目是测量一回路冷却剂中放射性核素活度。在高温气冷堆中产生的放射性裂变产物，绝大部分滞留在燃料元件包覆颗粒内中，一回路氮气中的放射性物质活度很低。其来源主要是裂变产物从破损的燃料包覆颗粒中的释放。因此，通过对一回路氮气以及氮净化系统中不同测点的氮气中不同半衰期的惰性气体裂变产物如 Ar 、 Kr 、 Xe 等的监测，能够帮助了解反应堆燃料元件的破损状况以及裂变产物的释放行为。

7.3.3 气体采样及分析系统运行特性

为保证运行的可利用率，气体采样及分析系统在氮净化系统的每个净化列设置一台气相色谱仪和一台电解法微量水分析仪，另外还设置了两台红外分析仪、一台微量氧分析仪和一台氧化铝式微量水分析仪。放射性核素测量采用了高纯锗 γ 谱仪、 γ 监测仪和差分电离室。

系统内的取样阀门切换操作和仪器测量数据的传输皆由分布式控制系统完成。系统的工作温度为常温，工作压力为 0.3 MPa。

7.3.4 气体采样及分析系统重要设备

7.3.4.1 气相色谱系统

在反应堆正常运行时一回路氮气中的每种气体杂质均小于 30 ppmv，要求分析仪器的灵敏度小于 0.1 ppmv。在反应堆事故或停堆期间，某些杂质的浓度可能会由 ppmv 量级增加到百分数量级，测量方法和仪器也要适于高浓度杂质的分析。选用气相色谱仪可从功能和灵敏度上满足上述要求。反应堆运行过程中，各测点处氮气中的气体杂质（ H_2 、 O_2 、 N_2 、 CH_4 、 CO 、 CO_2 ）由气相色谱仪进行周期性取样分析。

7.3.4.2 微量水分析仪

系统配置了两种不同类型的微量水分析仪—电解式和电容式，其用途各自不同。电解式水分析仪采用的是绝对测量法，响应时间较长，测量范围为 0~100 ppmv，精度较高，用于正常运行工况的在线测量。电容式水分析仪测量范围为 +20~-110℃ 露点（约为 0~25 000 ppmv），主要用于事故工况下的水分测量，也可作为电解式水分析仪的备用。

7.3.4.3 红外分析仪

系统配置了一台 CO_2 红外分析仪和一台 CO 红外分析仪，其工作原理是基于某些气体对红外线的选择性吸收。仪器的测量范围分别为 0~10 ppmv 和 0~100 ppmv，可实现量程的自动切换，主要用于监测分子筛床和氧化铜床的工作状态。

7.3.4.4 在线氧量分析仪

氧量分析仪使用电化学方法测量氧气中的氧含量，其测量原理是当氧扩散到测量探头中的阴极上时，会产生一个对应于样气中氧浓度的电流输出。测量范围为 0~10~100~1000 ppmv，可实现量程自动切换，主要用于各取样点的氧含量测量和氧化铜床再生。

7.4 余热排出系统

余热排出系统的主要功能如下：

(1) 反应堆正常运行期间执行舱室冷却功能。

(2) 事故条件下将反应堆的衰变余热载出堆舱并输送至最终热阱，保证燃料包覆颗粒、堆内构件及反应堆压力容器

温度低于规定限值。

(3) 反应堆压力容器支撑结构的冷却。

余热排出系统设有三套独立的余热排出序列，两套序列同时运行即可排出 100% 的停堆后衰变热，衰变热设计最大功率为 1.8MW。

余热排出系统采用非能动的设计原则。水冷壁吸收压力容器的辐射和对流传热，通过冷却水系统和空冷系统的自然循环将热量排出。系统主要由水冷壁、空冷器、膨胀水箱、烟囱等几部分组成。

余热排出系统的简要流程及布置见图 6.2-67。

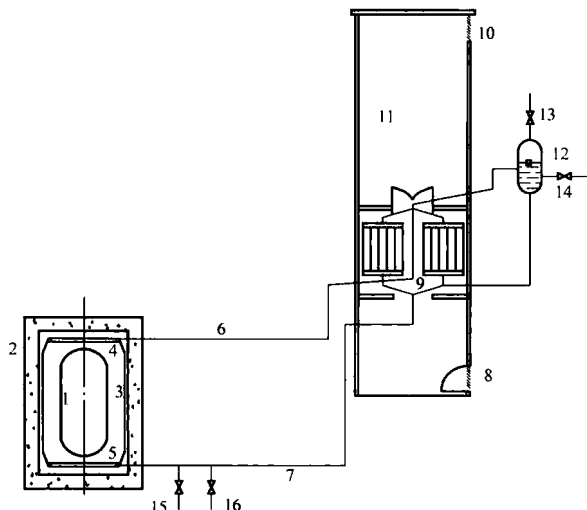


图 6.2-67 余热排出系统的简要流程及布置

- 1—反应堆压力容器；2—堆舱混凝土壁；3—水冷壁；4—上联箱；
5—下联箱；6—热管道；7—冷管道；8—进风口；
9—空气冷却器；10—排风口；11—空冷塔；12—膨胀水箱；
13—进排气；14—补水；15—排水；16—补水

水冷壁置于反应堆舱室混凝土屏蔽墙内侧，是一个环绕反应堆压力容器、直径约为 9.6m 的圆筒壁，壁上留有热导管孔道。水冷壁由 $\phi 57 \times 4$ mm 的水冷管和 20mm 厚的钢板拼焊而成。每套余热排出序列有各自独立的水冷管系统，由 96 根竖向均匀排列的水冷管组成。三套序列的水冷管相间分布，共有 288 根水冷管，管与管之间的间距约为 90mm。每套序列的水冷管上下各联接到一个由 $\phi 273 \times 8$ mm 的封闭环管形成的联箱上。上、下联箱用 $\phi 273 \times 8$ mm 的管道与空冷器、膨胀水箱连接。上、下联箱的高度差约为 25m。设计压力 1.0MPa，工作压力接近于常压。

每套余热排出序列均设有独立的膨胀水箱，其作用是补偿运行过程中温度变化造成的水体积变化，保持系统有较为平稳的运行压力和运行温度。系统的排气管、水处理和补水管道也由水箱引出。水箱设计容量为 3m³。正常运行时，箱内水容量为 2m³，氮气为 1m³。每套余热排出序列设有两台并联的空冷器，该系统设有 3 个烟囱，烟囱的上升段高度约为 20m，布置在反应堆大厅外核辅助厂房上方。余热排出系统的主要运行参数见表 6.2-28。

表 6.2-28 余热排出系统主要运行参数

参 数	数 值
余热功率	1800kW
水冷壁进/出口温度	67.4/86.1℃
冷却水质量流	23.0kg/s
空气进/出口温度	35.0/70.4℃
空气质量流	50.6kg/s

7.5 生物屏蔽冷却系统

7.5.1 生物屏蔽冷却系统功能

系统功能是将舱室传入生物屏蔽层（舱室混凝土）的热量载至设备冷却水系统换热器，经换热器将热量传至厂用水系统。主要功能为：

(1) 在正常运行工况下，确保一回路舱室混凝土的温度不超过 70℃。

(2) 在失压事故下，当余热排出系统失效时，生物屏蔽冷却系统载出余热，并保证混凝土最高温度在 100℃ 的时间不得超过 100h。

(3) 保证反应堆舱室上部空间环境温度小于 100℃。

7.5.2 生物屏蔽冷却系统说明

(1) 反应堆舱室的侧壁和底部生物屏蔽层内均埋设屏蔽冷却水管。反应堆舱室绝热层上部也由屏蔽冷却水系统冷却，要求保证舱室上部温度小于 100℃。

(2) 蒸汽发生器舱室侧壁顶部绝热层以上无屏蔽冷却水管；侧壁顶部绝热层以下和底部埋设屏蔽冷却水管。蒸汽发生器舱室绝热层以下由绝热层和生物屏蔽冷却系统共同作用，对蒸汽发生器舱室进行冷却和绝热。

生物屏蔽冷却系统接设备冷却水系统，通过设备冷却水系统的换热器将热量传给厂用水系统，热量通过冷却塔散往大气。

7.5.3 生物屏蔽冷却系统运行特性

反应堆正常运行前应首先启动设备冷却水系统，以便屏蔽冷却水系统正常运行。

反应堆停堆期间应注意设备冷却水系统的换热器管侧冷却水防冻问题。当反应堆进入冷停堆工况时，应及时将进、出风门关闭，打开反应堆大厅通往冷却塔的检修门，以提高冷却塔内空气温度，防止冻冰，也防止冻裂生物屏蔽冷却系统管线。

7.5.4 生物屏蔽冷却系统重要设备

对于生物屏蔽冷却水系统，为了提高反应堆可运行性，在屏蔽混凝土内埋设两组互相独立的屏冷水管系，与之相连的设备冷却水系统中换热器可分为两组。

屏蔽混凝土内埋设的换热管直径为 $\phi 40$ ，换热管表面温度为 40℃，换热管距混凝土表面的距离为 100mm，换热管间距为 300mm。

7.6 蒸汽发生器事故排放系统

7.6.1 蒸汽发生器事故排放系统功能

蒸汽发生器事故排放系统的主要功能是在发生蒸汽发生器断管事故时，主给水隔离阀隔离后，将蒸汽发生器内的储水排到专用的设备中，减少进入反应堆内的汽/水量，避免蒸汽过量进入堆芯造成反应性事故和对堆芯的损坏。

蒸汽发生器事故排放系统是一个与反应堆安全有关的系统。由于蒸汽发生器水、汽侧（二次侧）压力高于一回路氮气压力，当蒸汽发生器传热管发生破裂事故时，管内的水、汽向一回路泄漏，水蒸气随着氮气流入反应堆，会引起一回路压力升高和对反应堆堆芯的损坏。为了保证反应堆的安全，必须减少进入反应堆一回路系统的水、汽量。

排放罐设计压力与容积的设计依据：二回路设计压力、事故后一回路与排放罐的平衡压力以及事故后的水、汽最大排量，并留适当裕量。

7.6.2 蒸汽发生器事故排放系统说明

蒸汽发生器事故排放系统主要由蒸汽发生器排放罐、阀

门及管道组成。流程见图 6.2-68。

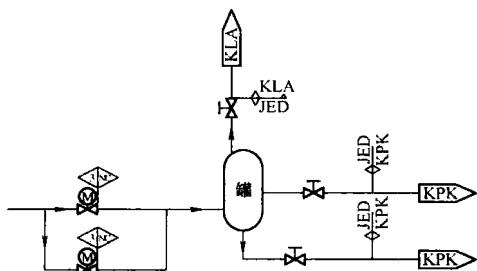


图 6.2-68 蒸汽发生器事故排放系统流程

排放管道的上端与主给水管相连，接口位于主给水管隔离阀与蒸汽发生器之间。排放管道的下端与蒸汽发生器排放罐相连。在排放管上装有排放阀。在反应堆正常运行时，排放阀关闭。在需要启动蒸汽发生器事故排放系统时，由反应堆安全保护系统的一回路湿度检测信号触发开启。在排放阀前装有一检修阀，为常开的截止阀，其功能是在检修排放阀期间关闭检修阀，使排放系统与给水系统隔离。

蒸汽发生器排放罐是密闭的承压容器。其功能是在蒸汽发生器发生泄漏或断管事故时，隔离汽-水回路的主蒸汽管和给水管后，收集由蒸汽发生器及汽、水回路内排出的水、蒸汽以及水和蒸汽夹带出来的一回路氦气。排放罐的容积、罐的设计压力与设计温度与蒸汽发生器及相连接的管导容积、压力与温度有关。

在排放罐上接有排气管和排液管。排气管与反应堆厂房采暖通风和空调系统相连，用于事故后的废气排放，排气管线上设有一手动截止阀，用于与厂房采暖通风和空调系统隔离，在手动截止阀下游设有减压阀，用于降低废气排放的压力，使排放压力不高于厂房采暖通风和空调系统。排液管通过地漏与反应堆厂房弱放水储存与排水系统相连，用于事故后的废液排放。在排放罐底部设有放净管，用于对排放罐内液体的放净排空。

7.6.3 蒸汽发生器事故排放系统运行特性

在一般情况下，包括反应堆处于停堆状态、功率运行、运行瞬态下，蒸汽发生器事故排放系统均处于不运行的待役状态。系统靠截止阀与给水管道及厂房采暖通风和空调系统、反应堆厂房弱放水储存与排水系统隔离，截止阀以内的设备和管道处于常温常压状态，排放罐液位处于正常液位范围。在反应堆运行期间，对排放罐的液位和压力要进行监测。

在蒸汽发生器发生传热管破裂事故后，水和蒸汽向一回路泄漏引起一回路系统的湿度增高，当湿度检测值超过湿度保护限值，反应堆安全保护系统的一回路湿度检测信号触发反应堆停堆，并关闭主给水隔离阀、主蒸汽隔离阀以及再热蒸汽进出口隔离阀，然后开启蒸汽发生器事故排放系统的排放阀。这时，蒸汽发生器排放罐通过蒸汽发生器及主给水管与一回路连通，在一回路较高压力驱动下，蒸汽发生器中的水和蒸汽通过排放管排到蒸汽发生器排放罐中，随着水、水蒸气以及夹带的氦气排入排放罐，排放罐内的液位、温度和压力都升高。当排放罐内的压力与一回路压力平衡时，排放过程停止，关闭排放阀，使蒸汽发生器处于待检状态。

7.6.4 蒸汽发生器事故排放系统重要设备

(1) 蒸汽发生器排放罐。蒸汽发生器排放罐是密闭的承压容器。其功能是在蒸汽发生器发生泄漏或断管事故

时，隔离汽-水回路的主蒸汽管和给水管后，收集由蒸汽发生器及汽、水回路内排出的水、蒸汽以及水和蒸汽夹带出来的一回路氦气。在反应堆正常运行工况下，蒸汽发生器排放罐处于常温常压状态。蒸汽发生器排放罐安装在蒸汽发生器的下方。蒸汽发生器排放罐是一个直立式圆柱形压力容器，两头为椭圆形封头，侧面有排放管管口，为了减少热应力，排放管管口采用了热袖结构。排放罐顶部有管口与排气管相连接，侧面有排液管管口，底部正中央有一个放净口。

(2) 阀门。蒸汽发生器事故排放系统的排放阀为双阀并联设计，阀门采用电动截止阀。检修阀也采用电动截止阀。由于蒸汽发生器排放罐的房间是可接近的，其他阀门采用手动截止阀。

7.7 一回路压力泄放系统

7.7.1 一回路压力泄放系统功能

一回路压力泄放系统的功能是在反应堆一回路系统压力超过运行限值但未达到压力设计限值以前，通过排出部分冷却剂气体，防止一回路压力超过设计限值，保证一回路压力边界的完整性。

7.7.2 一回路压力泄放系统说明

一回路压力泄放系统流程见图 6.2-69。

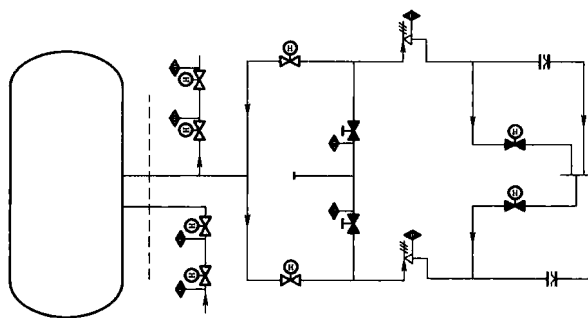


图 6.2-69 一回路压力泄放系统流程

一回路压力泄放系统由蒸汽发生器一次侧冷端引出，分成两条并联支路。两条支路的响应压力有差别。第一条支路安全阀开启以后，如果系统压力不再上升，则第二条支路就不打开，避免一回路系统受到过大的干扰。

第一条支路的安全阀的响应压力为 $9.9 \pm 0.09 \text{ MPa}$ ，第二条支路的安全阀响应压力为 $10.25 \pm 0.1 \text{ MPa}$ ，两条支路的泄放流量分别是 0.5 kg/s 和 4.6 kg/s 或 60 L/s 和 542 L/s 。

安全阀出口管上安装有爆破膜，其作用是防止阀门的泄漏，保证系统的密封。在安全阀与爆破膜之间有一支管，并且装有压力测点。反应堆正常运行时，如果安全阀有泄漏，可以通过压力表的指示及时发现。打开支管上的排漏阀门可以将安全阀的漏气排出。

每条泄放支路的前端设有隔离阀。一般情况下，隔离阀应该是常开的。只有当安全阀卡死在开启位置时，或者在保养、检查和修理时才可能关闭。两条支路的隔离阀设有连锁控制，任何时候最多只能有一条支路上的阀门是关闭的。

7.7.3 一回路压力泄放系统运行特性

7.7.3.1 反应堆正常运行状态

反应堆正常运行期间，一回路压力泄放系统处于备用状态。主隔离阀处于开启状态，安全阀处于正常关闭状态。安全阀及其前面的设备和管道均作为反应堆一回路系统压力边界，处于一回路工作压力和冷却剂入口温度。

7.7.3.2 超压保护

(1) 系统正常投入状态。当一回路压力上升到 $9.9 \pm 0.09 \text{ MPa}$ 时, 第一条支路的安全阀开启, 一回路冷却剂冲破爆破膜, 并以 60 L/s 的流速排放到舱室。由于氮气净化系统舱室与一回路压力泄放系统舱室连通, 因此舱室有较大的扩容空间。排出的氮气扩容降温后, 由负压通风系统将排出的气体抽走, 经过滤后通过烟囱排放到大气中去。一回路系统由于冷却剂的减少, 压力将逐渐下降。当阀前压力降低到 8.8 MPa 时, 安全阀回座, 系统恢复到原来的备用状态。

(2) 第二支路的安全阀投入。当一回路系统压力升高到 9.9 MPa 以后, 若第一安全阀因故障不能开启, 系统压力将继续上升。当压力上升到 $(10.25 \pm 0.1) \text{ MPa}$ 时, 第二支路的安全阀开启, 一回路冷却剂冲破爆破膜, 并以 542 L/s 的流速排放到舱室, 当舱室压力升高到一定程度时, 舱室爆破膜打开, 排放气体不经过滤直接通过烟囱排放到大气中去。当压力下降到 8.8 MPa 以后, 安全阀回座, 系统恢复到备用状态。

7.7.3.3 安全阀出口压力升高

反应堆运行期间, 通过安全阀的状态指示及相应压力测点分别监督安全阀是否工作正常。如果发现压力测点的指示大于 0.1 MPa , 而反应堆一回路运行压力正常, 说明安全阀有泄漏。应认真观察压力上升的速度, 若压力上升速度低于 0.5 kPa/h , 则可以认为是正常允许的, 可以微开排漏阀, 将泄漏气体排出。若压力上升速度较快, 说明安全阀的泄漏较大, 应考虑采取停堆或不停堆检修安全阀等措施。

7.8 设备冷却水系统

设备冷却水系统为放射性设备提供冷却水, 再通过换热器将热量传给厂用水系统, 通过厂用水系统的冷却塔散往大气。设备冷却水系统属于中间隔离系统, 防止被冷却系统的放射性物质进入环境。

设备冷却水系统中的循环泵将冷却水提送到各放射性系统被冷却设备, 设备出水进入换热器, 降温后进入循环泵。为应对密闭循环系统温度变化, 设膨胀水箱, 水箱管道连接到循环泵吸入口, 系统从水泵吸入口加药, 加药时将水泵吸入口阀门关小, 将吸入口压力降为负压, 将投药罐内的药剂吸入系统系统。

(1) 设备冷却水系统正常运行时, 要求保持在换热器处壳侧压力低于管侧压力, 即设备冷却水侧的压力低于厂用水侧的压力。

(2) 设备冷却水系统水泵设有 100% 备用, 一台工作, 一台备用。而换热器不设备用, 单台换热器运行水温升高 5°C 仍可维持氮风机不停运, 维持反应堆正常运行。

(3) 设备冷却水系统除换热器外全部使用碳钢材料。采用铬酸盐缓蚀剂、氢氧化钾调 pH 值, 为控制系统腐蚀, 定期取样化验水质。

(4) 设备冷却水系统运行中可以根据各用水点回水温度调整流量。

(5) 设备冷却水系统属于放射性可能沾污系统, 当本系统水的放射性水平超过 $3.7 \times 10^2 \text{ Bq/L}$ 时, 系统停运将水排入核疏水系统。

7.9 通风空调系统

7.9.1 通风、空调系统功能

通风空调系统的功能是保持人员工作和设备运行所需要

的室内环境条件 (包括温度、湿度、放射性限值及正负压差等); 提供运行人员正常工作所需的新风量; 带走设备、电气及发热管道的散热量和散湿量以及实验室和工艺间的放射性气溶胶。根据厂房内辐射防护设计准则的分区原则合理组织气流, 保证清洁区为正压, 放射性区域相对负压; 使气流由清洁区流向放射性污染区, 由低放射性区流向高放射性区。

对集中排放的放射性污染空气, 用过滤和吸附的手段净化处理后经通风烟囱有控制地向室外环境排放, 保证排放的放射性水平低于规定限值。

在一回路发生失压事故时, 根据破管的大小, 放射性气体或由负压排风系统处理后经排风烟囱排向大气; 或由事故卸压系统经竖井直接向室外环境排放卸压, 以确保包容体舱室的结构完整性 (卸压后仍切换到负压排风系统处理和排放)。事故排放符合“合理、可行、尽量低 (ALARA)”的原则。

7.9.2 通风、空调系统说明及运行特性

7.9.2.1 空调送风及净化排风系统

空调送风系统负责向整个核岛建筑提供有温度、湿度控制的新鲜清洁空气。核岛进入并长期居留的场所和仪表有特殊要求的房间, 夏季温度控制在 $28 \sim 30^\circ\text{C}$, 相对湿度控制在 65% 以下; 冬季室温应为 18°C 左右, 相对湿度不要求; 不进入场所的夏季室温应 $\leq 40^\circ\text{C}$, 冬季室温应大于或等于 8°C ; 相对湿度不要求。

核岛建筑的空调送风系统分为 2 个送风机房, 分别设置在反应堆核辅助厂房和反应堆电气厂房。每个送风机房内的所有送风系统共设一个进风口吸入室外新风, 再分送到各个空调机组中。在空调机组内先用初、中效过滤器将空气中较大粒径的灰尘过滤净化, 再用表冷 (热) 器将空气冷却 (加热) 后用送风机送入核岛各房间。送风量按各个房间所需换气次数及气流组织分布进行设计计算和分配。

排风系统的主要任务是排除各工艺设备间及操作室内带有放射性的气体和气溶胶; 对净化后的空气实行有控排放, 保证在任何工况下排放大气环境的放射性总量低于规定的限值。

排风系统的划分原则是: 有害物性质相同或相似者属同一系统; 有害物浓度高、低悬殊者属不同系统; 运行时间不同者属不同系统; 没有换气要求而只有负压要求者属同一系统。

(1) 反应堆厂房。反应堆厂房大厅单独设置送风系统和排风系统, 空气不经净化处理直排烟囱。

反应堆厂房清洁区送风系统和排风系统服务于反应堆厂房的非放射性工艺系统房间 (如走廊), 排风不经净化处理直排烟囱。

反应堆厂房脏区送风系统和排风系统用于反应堆厂房的中放暂存间和设备冷却水系统等开放性放射性检修、操作场所的通风, 室内排风必须进行净化过滤后才能排入烟囱。

反应堆厂房负压通风柜排风系统用于一回路仪表间和气体采样工艺间的通风柜, 排风经净化处理后排至烟囱。

(2) 反应堆核辅助厂房。反应堆核辅助厂房清洁区排风系统用于反应堆核辅助厂房走廊、配电间、冷冻水机房等非放射性工艺系统房间的排风, 排风不必净化处理, 直排烟囱。

反应堆核辅助厂房脏区排风系统用于反应堆核辅助厂房内各辅助系统设备间的排风, 进行一定量的通风换气。这些

设备间可能有较低的放射性污染。同时该系统还接纳废气储存系统的废气,暂存一段时间后先经过除碘器净化处理后进入某一排风系统,经过滤后排入烟囱。

(3) 反应堆电气厂房。反应堆电气厂房的空调送风系统是向电气厂房内提供有一定温度控制的新鲜干净空气。该系统在建筑布置上有明确的防火隔离区,凡穿越防火隔离区的送、排风管上均设置防火阀以保证防火区边界的完整性。

反应堆电气厂房中的配电室区的电器设备产生出大量的热量,室内需要降温,故单独设置了一套制冷空调系统。降温后的室内空气温度仍高于室外环境温度,因此室内混合空气没有回风而直接排出室外。

服务于反应堆电气厂房中的应急动力中心等低散热量房间的空调系统,夏季不设制冷设备,冬季有加热设备。室内混合空气大部分回到供热空调系统中,少量的新风是为了满足工作人员的健康所必需。

(4) 主控制室区。位于反应堆电气厂房的主控制室区送风系统设置了两套送风机组(正常空调送风机组和安全级事故送风机组),服务于主控制室、控制设备间、保护设备间、会议室、技术支持中心、备用停堆点等各房间。

主控制室区送风系统的进风口应装备快速关闭阀,以起到防冲击波、防有毒有害气体、防地震的“三防”作用。

正常空调送风机组中的主要设备有过滤器、电加热器、冷却盘管、加湿器和风机。室内保持 50Pa 正压,排风通过余压阀排出。送风机及进出口阀门有 100% 备用。除正常电源供电外,空调系统还由柴油机提供备用电源。

事故送风系统中设置了高效过滤器、除碘器、加热器和二台 100% 容量的安全级循环风机等设备,保证系统本身在没有外部进风的状况下具有自循环和自净功能。

7.9.2.2 包容体负压排风系统

包容体密封隔离舱室为三个独立舱室,各为气密性空间。包括反应堆舱室加蒸汽发生器舱室组成的一回路舱室、燃料装卸系统舱室、包含一回路压力卸放间的氮净化系统舱室等。

包容体负压排风系统下设四个子系统:

(1) 正常负压排风系统。在正常运行时保持包容体舱室负压状态(约为 100~150Pa),以防止包容体内放射性气体和气溶胶的泄漏和外溢。

(2) 进入排风系统。排风需经预过滤器和高效空气过滤器净化处理。

(3) 事故负压排风系统。当发生较小泄漏事故时(例如 $\phi 10$ 仪表管断裂等),从正常负压排风系统切换至事故负压排风系统,使包容体仍能维持负压状态。

大破管事故卸压系统:当一回路出现严重失压事故时(例如 $\phi 65\text{mm}$ 以上的管子断裂等),一回路大量氮气瞬时进入包容体舱室。风道阻压阀在舱内正压下自动关闭,使排风系统与包容体隔离,正常负压排风系统随之停运。当包容体内达到结构设计压力时,大破管事故卸压系统上的爆破膜破裂,包容体通过卸压管道和竖井(或通风烟囱)向大气环境卸压,包容体内的气体也直排大气。经安全防护计算,即使直排,其放射性水平也在允许限值以下。当包容体内的压力接近大气压力时,通过关闭卸压管道上的电动阀门,使包容体又恢复与外界隔离状态。这时再启动事故负压排风系统,包容体仍维持负压状态。

7.9.2.3 火灾及电缆夹层防排烟系统

在穿越防火隔离区的送、排风管道上均设置防火阀。在

发生局部火灾时,当管道温度超过 70°C 时,防火阀自动关闭以保证防火区边界的完整性。

根据火灾危害性分析,在反应堆厂房和反应堆电气厂房的人员疏散楼梯间设置各自独立的防烟正压送风系统。火灾发生时,由消防控制中心启动送风机,与之对应的防烟多叶送风口连锁打开,使楼梯间处于正压状态,便于人员通过楼梯间安全迅速地撤离现场。风机和送风口由正常和备用两路供电。

反应堆电气厂房的电缆夹层无外窗、门,所有电缆均敷设在该楼层中。因此电缆夹层属高火灾系数区,故设有电缆夹层火灾排烟系统。该系统中设置有耐 280°C 的防火阀、耐高温排烟风机。所有防排烟系统中的风机的远距离启停控制均设置在消防中心内。系统风机出口与排风烟囱入口相接。

7.9.2.4 乏燃料库的循环冷却通风系统

乏燃料库为紧邻反应堆厂房的一个独立建筑物。该建筑分为乏燃料中间储存库和乏燃料缓冲储存库两部分。缓冲储存库内共存放 5 个钢制乏燃料球储存罐,其中三个缓冲储存罐靠通风排出热量,总发热量约为 80kW。

由于乏燃料库为不进入场所,库内允许最高温度为 70°C ,故乏燃料库的循环冷却通风系统直接采用靠室外空气将库内热量带走的设计方案。为保证安全,该系统中的能动部件有 100% 的冗余度。

7.9.2.5 送排风机房和通风烟囱

(1) 送风机房设有一个防冲击波的防护总进风口,然后分支路与各空调送风系统的空调机组进风口连接。总进风口内有防冻密闭可调节蝶阀。空调机组为一般民用钢制空调机组,内设初、中效空气过滤器、表冷(热)器及离心风机(100% 备用),出口有电动阀,在电气上与各自的风机及相应的排风系统连锁。送风机房内墙用吸音材料,机座有隔振(音)基础,管道保温,机房内有电气、仪表控制盘。就地和主控制室双路控制设备的启停。机房内设有事故照明灯。

(2) 排风机房内设置各排风系统的风机、金属净化箱体。净化箱体内根据各系统不同要求分别设置有预过滤器、高效空气过滤器、碘吸附器及后置过滤器等。箱体外设有压差计等测量仪表,排风管道中有流量计,各风机出口有电动密闭阀分别与各自的风机连锁和相应的送风系统连锁。排风机房设置自身排风系统,使机房与邻室保持 10~30Pa 的负压。室内设有事故照明灯,排风机房有单独卫生通道,布置上有足够维修空间和人行通道。

(3) 通风烟囱设置在核岛排风机房屋顶上并沿反应堆大厅外墙上升出核岛屋顶最高点以上。烟囱高度应根据当地气象条件和放射性剂量等因素确定。为满足扩散要求烟囱上口风速为 7~12m/s,烟囱出口位置与送风系统的进风口位置在垂直方向和水平方向均应相距大于 20m。相对于送风系统的进风口,烟囱出口应处于常年主导风向的下风向。

8 仪表、控制与电力系统

8.1 仪表和控制系统

8.1.1 仪表控制系统的组成

仪表和控制系统提供对核岛、常规岛及 BOP 的监测、控制和保护功能,保证反应堆的安全、高效运行。

在 HTR-10 上国内首次实现全数字化仪表控制系统的基础上,全数字化的 HTR-PM 仪表和控制系统设计方案见图 6.2-70。

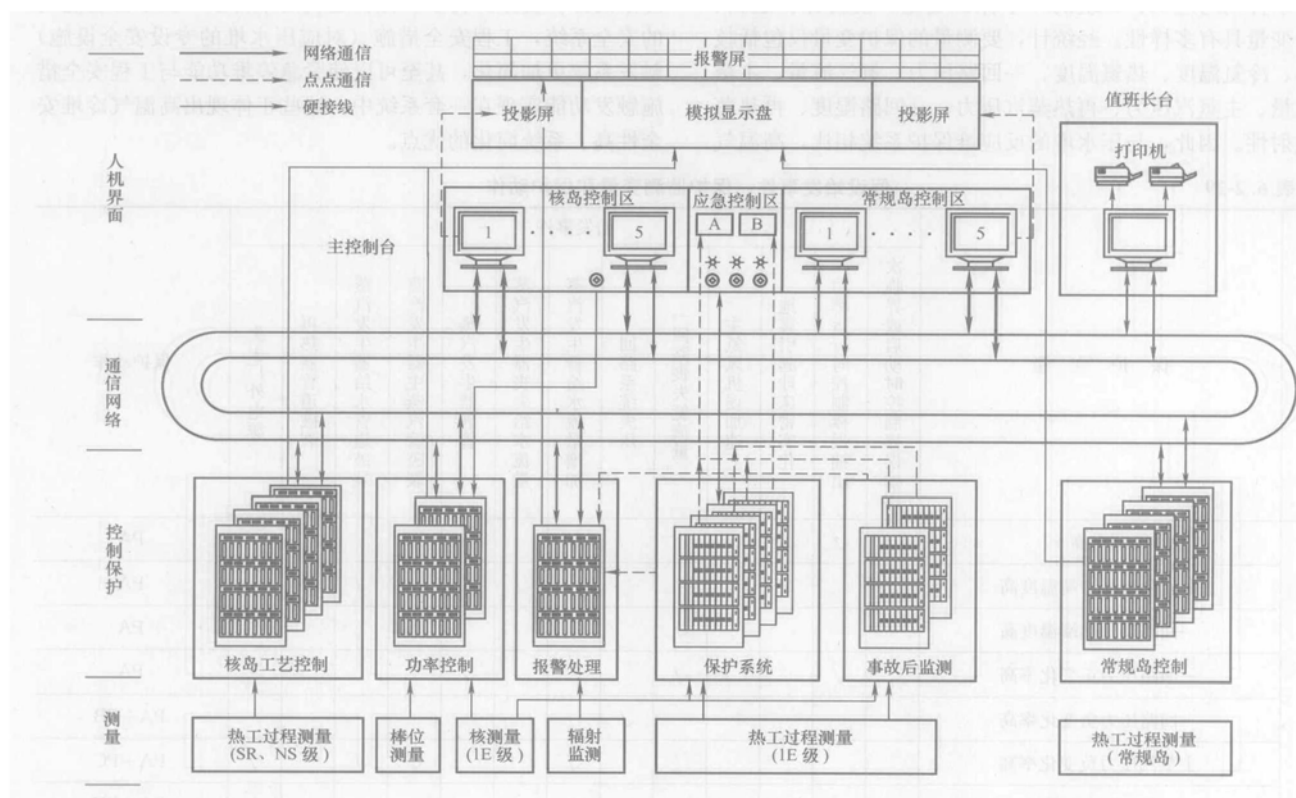


图 6.2-70 仪表和控制系统结构

仪表和控制系统由下列子系统组成：

- (1) 反应堆保护系统。
- (2) 控制系统。
 - 1) 反应堆功率控制系统。
 - 2) 核岛工艺控制系统。
 - 3) 常规岛控制系统。
- (3) 人机界面。
 - 1) 主控室。
 - 2) 备用停堆点。
- (4) 测量系统。
 - 1) 核测量系统。
 - 2) 热工过程测量系统。
 - 3) 棒位测量系统。
 - 4) 地震监测系统。

8.1.2 仪表控制系统的特点

高温气冷堆的仪表控制系统从总体框架、基础技术、基本功能要求和安全要求等方面与其他核电站的仪表控制系统是基本相同的。但高温气冷堆的特殊性和其仪表控制系统的特殊性体现在：①一回路冷却剂是高温氦气，一回路的测量仪表的类型、量程不同；②高温气冷堆的一回路、二回路动态特性和安全特性有特殊性，保护系统的保护变量、保护逻辑有特殊性，但更简单；③高温气冷堆具有固有安全性，没有能动的安全系统，因此工程安全措施和其触发系统更简单；④高温气冷堆有特殊的工艺系统，如在线装卸燃料球的燃料装卸系统、氦净化与氦辅助系统、负压通风系统、适应直流蒸汽发生器的启动停堆系统等，需要特殊的工艺控制系统；⑤大的堆芯热容量的高温气冷堆、大的反应性负温度反馈、直流蒸汽发生器等特性使得功率自动调节方案和算法具有相当的特殊性。因此，高温气冷堆的仪表控制系统在大框架与其他核电站的仪表控制系统相同的前提下，具体仪表、

具体组成、具体的逻辑、具体的控制算法等具有一定的特殊性，需要特殊的解决方案。

8.1.3 保护系统的特点

对 HTR-PM 的反应堆保护系统，包括紧急停堆和工程安全措施触发功能。保护系统在监测的保护变量达到或超过停堆动作整定值时，自动产生紧急停堆触发信号，停闭反应堆。紧急停堆动作包括：

- (1) 使停堆断路器脱扣，实现落棒停堆。
- (2) 停一回路主氦风机和关闭主氦风机挡板。
- (3) 关闭蒸汽发生器给水隔离阀（连锁停蒸汽发生器给水泵）。

在监测的保护变量达到或超过专设动作整定值表明某种设计基准事故发生时，在触发紧急停堆的同时，保护系统自动触发相应的工程安全措施动作。在不同事故工况下，执行的工程安全措施触发动作包括：

- (1) 一回路系统隔离。在发生一回路系统失压事故时，关闭与一回路相连工艺管路上的隔离阀，隔离一回路，防止冷却剂的进一步流失。
- (2) 主蒸汽回路隔离。在发生蒸汽发生器管道破裂事故时，停闭给水泵，关闭主给水和主蒸汽隔离阀，防止一、二回路压力平衡后一回路氦冷却剂向环境释放。
- (3) 蒸汽发生器卸压排放。在发生蒸汽发生器管道破裂事故时，关闭主给水隔离阀和主蒸汽隔离阀后，打开蒸汽发生器卸压排放阀，使存留在二回路系统中的水/蒸汽排泄到卸压罐内，以减少进入到一回路冷却剂中的水/蒸汽量。
- (4) 再热蒸汽回路隔离。当发生再热器发生破管事故时，隔离再热蒸汽回路。

保护系统的假设始发事件、保护变量和保护动作（紧急停堆信号和工程安全措施触发信号）见表 6.2-29 所示。为增强保护系统的安全性，把保护变量分成 X、Y 两组，每个

始发事件均对应 X、Y 组的一个保护变量，使得保护逻辑、保护变量具有多样性。经统计，要测量的保护变量仅包括核功率、冷氦温度、热氦温度、一回路压力、氦气流量、主蒸汽流量、主蒸汽压力、再热蒸汽压力、一回路湿度、再热蒸汽放射性。因此，与压水堆的反应堆保护系统相比，高温气

冷堆的保护变量少得多，保护逻辑简单得多，由于没有能动的安全系统，工程安全措施（对应压水堆的专设安全设施）触发系统更加简化，甚至可以使紧急停堆功能与工程安全措施触发功能实现在一套系统中。这些正体现出高温气冷堆安全性高、系统简化的优点。

表 6.2-29 假设始发事件、保护监测变量和保护动作

	保 护 变 量	始发事件												保护动作
		次临界或启动时控制棒误抽出	功率运行时控制棒误抽出	地震引起球床密实化	主氦风机误加速	一回路丧失氦流量	一回路系统失压	蒸汽发生器给水流量增加	蒸汽发生器丧失给水流量	蒸汽发生器破管	蒸汽发生器主蒸汽管破裂	蒸汽发生器给水管破裂	再热器管道破裂	
X 组	核功率高 *	✓	✓	✓	✓			✓		✓				PA
	一回路氦气冷端温度高				✓				✓			✓		PA
	一回路氦气热端温度高					✓								PA
	一回路压力正变化率高		✓			✓				✓			✓	PA
	一回路压力负变化率高						✓							PA+PB
	主蒸汽压力负变化率高							✓			✓	✓		PA+PC
	再热蒸汽压力高											✓		PA+PE
Y 组	核功率高 *	✓	✓	✓	✓			✓		✓				PA
	反应堆周期短	✓		✓										PA
	一、二回路流量比高				✓				✓			✓	✓	PA
	一、二回路流量比低					✓	✓	✓			✓			PA
	一回路流量低					✓	✓						✓	PA+PB
	一回路湿度高									✓				PA+PC+PD
	二回路放射性高											✓		PA+PE

保护动作说明：

PA：控制棒靠重力下落停堆；停一回路氦风机；关闭主氦风机挡板；关闭蒸汽发生器给水隔离阀（连锁停蒸汽发生器给水泵）。

PB：一回路系统隔离。

PC：主蒸汽回路隔离。

PD：蒸汽发生器卸压排放。

PE：再热蒸汽回路隔离。

8.2 厂用电系统

8.2.1 系统组成

厂用电系统是为了保障核电厂和反应堆完成其安全目标和运行目标而设置的重要系统。厂用电系统划分为电气辅助系统和应急电力系统两个子系统。电气辅助系统分别由核岛电气辅助系统、常规岛电气辅助系统和 BOP 电气辅助系统三部分组成，应急电力系统由应急交流电力系统和不间断电力系统（包括：直流电力系统和交流不间断电力系统）组成。系统组成框图如图 6.2-71 所示。

8.2.2 厂用电电源

厂用电系统供电的电源有厂外电源和厂内电源，厂外正常电源是两路，其中一路从发电机变压器组之间引出的工作电源，来自电网或主发电机，通过厂用工作变压器为 6kV

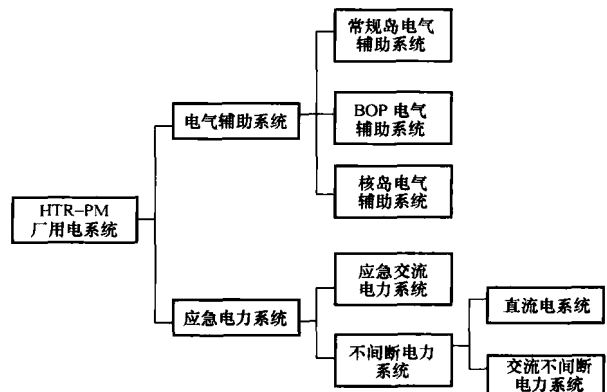


图 6.2-71 厂用电系统框图

厂用母线供电，作为厂用工作电源；另一路是来自独立外电网的厂用备用电源，从 220kV 辅助开关站引出，通过启动/备用变压器为 6kV 厂用母线供电，作为厂用启动和备用的电源。

厂内电源由柴油发电机、蓄电池等组成，分属于应急电力系统或常规岛保安电源系统，作为厂外电源的补充，用以提高厂用电系统的可靠性、安全性和可运行能力。

8.2.3 安全负荷

全部用电负荷按其执行的与反应堆安全相关的功能分

为两大类,即安全负荷和非安全负荷。

(1) 安全负荷。凡属于执行反应堆安全功能的系统和设备的用电负荷均属于此类负荷,它包括安全系统及其他指定的安全重要负荷,属于这类负荷的有:

1) 反应堆保护系统。保护系统 A、B、C、D 通道所属各相关负荷。

2) 核测量系统。核测量系统 A、B、C、D 通道所属各相关负荷。

3) 安全重要变量的运行监测。包括运行监测和事故后监测负荷。

4) 反应堆工程安全各相关负荷。控制棒停堆断路器控制电源;吸收球停堆断路器控制电源;氦风机触发停机及氦风机挡板电源;一回路隔离用阀门电源(氦净化系统隔离阀、装卸料系统隔离阀、过程监测系统隔离阀等);二回路及再热器隔离阀门电源(给水隔离阀、主蒸汽隔离阀和再热器出入口隔离阀)以及蒸汽发生器事故排放阀电源。

5) 反应堆安全辅助相关负荷。主控制室事故送风机、包容体安全负压通风机、重要的设备冷却水泵、排烟系统风机等。

6) 其他重要负荷。主控制台、备用停堆点控制台、声警报系统、地震监测、辐射监测及事故照明等。

(2) 除去安全负荷以外的其他用电负荷均为非安全负荷,非安全负荷又按照它们在电厂运行中的重要性及丧失功能所产生的后果及影响分为:I类负荷、II类负荷、III类负荷以及事故保安负荷和不间断供电负荷。

9 安全分析与包容体

9.1 安全分析

模块式高温气冷堆的特殊性和优点就是具有固有安全性。而固有安全性需要通过详细的安全分析得到验证。而安全分析的目的和目标,是要通过对核电站可能的内部、外部事故的过程和后果进行分析,确保核电站设计达到要求的核安全目标。高温气冷堆的安全分析从原则、方法、分类、验收准则等方面与其他反应堆类似,均遵从 HAF102-2004“核动力厂设计安全规定”的基本规定。但由于高温堆的特殊组成和特性,在事故序列、事故后果、具体分析方法上有一些特殊性,这些特殊性是本节要介绍的主要内容。

核电站设计的总的核安全目标定义为:在核动力厂中建立并保持对放射性危害的有效防御,以保护人员、社会和环境免受危害。总的核安全目标由辐射防护目标和技术安全目标所支持,这两个目标互相补充、相辅相成,技术措施与管理性和程序性措施一起保证对辐射危害的防御。辐射防护目标定义为:保证在所有运行状态下核动力厂内的辐射照射或由于该核动力厂任何计划排放放射性物质引起的辐射照射保持低于规定限值并且合理可行尽量低,保证减轻任何事故的放射性后果。技术安全目标定义为:采取一切合理可行的措施防止核动力厂事故,并在一旦发生事故时减轻其后果;对于在设计该核动力厂时考虑过的所有可能事故,包括概率很低的事故,要以高可信度保证任何放射性后果尽可能小且低于规定限值;并保证有严重放射性后果的事故发生的概率极低。

为了实现上述安全目标,在设计核动力厂时,要进行全面的安全分析,以便确定所有照射的来源,并评估核动力厂工作人员和公众可能受到的辐射剂量,以及对环境的可能影响。此种安全分析要考察以下内容:①核动力厂所有计划的

正常运行模式;②发生预计运行事件时核动力厂的性能;③设计基准事故;④可能导致严重事故的事件序列。在分析的基础上,确认工程设计抵御假设始发事件和事故的能力,验证安全系统和安全相关物项或系统的有效性,以及确定应急响应要求。

9.1.1 高温气冷堆安全分析的特点

高温气冷堆组成的特殊性,决定了高温气冷堆安全分析的特殊性。

从组成上,高温气冷堆的特点是,石墨组成的全陶瓷堆芯,采用氦气作为冷却剂,采用三重包覆颗粒型燃料元件,处于高温状态。

高温高压的冷却剂气体可能快速丧失,因此,快速失去冷却剂,从而堆芯失去冷却,这个失冷失压事故是高温气冷堆的典型事故,并且是事故后堆芯温度最高的一类事故,由它决定了高温气冷堆的最高功率密度限值。模块式高温气冷堆的固有安全特性要求,在这类事故下,堆芯衰变余热能通过热传导、热辐射等自然机制传导到堆芯外,确保堆芯燃料元件最高温度不超过限值。

高温下,石墨会与水蒸气、空气等进行反应,从而被腐蚀。石墨腐蚀后,石墨基体中沉积的放射性,和从燃料元件中裸露的三重包覆燃料颗粒中的放射性裂变产物,均可能被释放到环境中。因此,进水、进气事故是高温气冷堆的两类典型的、必须关注的事故。而高温气冷堆的安全要求,在这些事故下,释放到环境的放射性总量要满足安全法规的要求。

同时,高温气冷堆通常处于欠慢化状态,因此,堆芯进水时还必须分析水对反应性的影响。而反应性引入事故,包括控制棒误提升等,是所有反应堆必须关注、分析的事故类型。对于高温气冷堆,由于较大的负反应性温度系数,正常工况下堆芯温度与允许的温度的裕度很大,堆芯热容量很大,因此,反应性事故对于高温气冷堆设计通常不是限制因素。

对于关心的燃料最高温度和放射性释放后果,反应堆主传热系统故障事故可以被失冷失压事故所包络。其他类型的事故(如全厂断电、ATWS、蒸汽管道断裂、地震、外部事件等)都可以归入或被反应性事故、主传热系统故障事故等所包络。

而模块式高温气冷堆的固有安全性依赖于三重包覆颗粒在高温下对放射性裂变产物的包容能力、石墨堆芯的大热容和难熔性、大的负温度系数、堆芯允许的温升等因素,从而,在各种事故下,能保证安全停堆,保证堆芯的完整性,保证最高燃料温度低于限值,保证燃料元件的完整性,保证放射性裂变产物近乎全部地包容在三重包覆燃料颗粒中。而且,这些安全特性是不需要能动的安全系统,能通过专门的堆芯布置,依赖热传导、热辐射、自然对流等自然机制来实现。而控制棒紧急落棒、一回路隔离、二回路隔离、蒸汽发生器事故排放等工程安全措施的动作,仅需要初始的触发动作,不需要长期的电源供给;而且这些安全系统的主要目的是,保护反应堆系统部件不被损坏,保护投资;保证在所有运行状态下核动力厂内的辐射照射或由于该核动力厂任何计划排放放射性物质引起的辐射照射保持低于规定限值并且合理可行尽量低,保证减轻任何事故的放射性后果,这就是著名的 ALARA (as low as reasonably achievable) 原则。

同时,模块式高温气冷堆的固有安全性保证,即使在最严重的超设计基准事故下,堆芯熔化、放射性大量释放的概率比其他类型的堆低得多,因而对环境的影响小得多,从技

术上可以实现应急计划最小化。

9.1.2 事故分类和验收准则

9.1.2.1 事故分类

和其他核电厂类似, 高温气冷堆也是按事故可能发生的频率及后果来对事故进行分类。除正常运行工况(工况 I)外, HTR-PM 的事故工况分为四类, 即预计运行事件(工况 II)、稀有事故(工况 III)、极限事故(工况 IV)和附加工况(工况 V)。其中稀有事故和极限事故为设计基准事故, 附加工况为需要分析的特定超设计基准事故。

工况 II 是 HTR-PM 运行寿期内预计可能发生一次或数次的偏离正常运行的各种运行过程。在工况 II 下最多要求反应堆停堆, 但采取纠正措施和满足规定的要求后, 即能恢复运行。由于设计中已采取相应措施, 这类事故不会引起安全重要项的严重损坏, 也不会导致更严重的工况 III 和工况 IV 类事故。此外, 工况 II 不会导致燃料包覆颗粒破损或反应堆冷却剂系统超压。

工况 III 是在反应堆规定寿期内整个电厂可能会出现频率很低的设计基准事故。在此工况下, 造成反应堆停堆, 并使反应堆在短时间内不能恢复运行。可能造成有缺陷的燃料包覆颗粒破损, 但释放的放射性物质使公众中任何个人(成人)可能受到的有效剂量远低于国家规定的剂量限值, 工况 III 本身不会扩大成工况 IV 事故。

工况 IV 是在反应堆规定寿期内预计不会发生的假想事故, 但所有此类型的堆可能会发生此类事故, 它代表了设计的极限情况, 是设计基准事故中最严重的工况。在此工况下, 释放到周围环境的放射性物质使公众中任何个人(成人)可能受到的有效剂量应低于国家规定的剂量限值, 不足以中止或限制居民使用非居住区半径以外的区域。单一的工况 IV 不应使对付这类事故所需系统的功能丧失。

工况 V 是选定的比设计基准事故发生频率更低、后果更严重的一类假想事故工况。工况 V 不会造成堆芯损坏, 也不会造成释放到环境的放射性超过国家标准, 最好不超过进行厂外应急干预的水平。

9.1.2.2 始发事件分类

为了便于事故的瞬态分析, 对各种始发事件进行分类, 并将每一始发事件归类。对每一类事故的极限情况作定量分析。以 10MW 高温气冷堆(HTR-10)最终安全分析报告为例, 所分析的始发事件被归成下述五类事故, 其他球床高温气冷堆的始发事件的分类也大同小异, 即使分类方法不同, 但包含的始发事件的集合还是基本相同的。

(1) 一回路系统排热增加。

- 1) 一回路主氦风机误加速, 事故分类为 II。
- 2) 给水温度降低, 事故分类为 II。
- 3) 给水流量增加, 事故分类为 II。
- 4) 蒸汽流量增加, 事故分类为 II。
- 5) 外负荷过度增加, 事故分类为 II。
- 6) 蒸汽发生器安全阀意外开启, 事故分类为 II。
- 7) 主蒸汽管道破裂, 事故分类为 IV。
- 8) 主氦风机续转, 事故分类为 V。

(2) 一回路系统排热减少。

- 1) 失去厂外电源, 事故分类为 II。
- 2) 丧失正常给水流量同时氦风机隔离挡板关闭失效, 事故分类为 II。
- 3) 反应堆冷却剂流量降低, 事故分类为 II。
- 4) 外负荷丧失, 事故分类为 II。
- 5) 汽轮机停机, 事故分类为 II。

6) 凝汽器丧失真空, 事故分类为 II。

7) 汽轮机主汽门故障关闭, 事故分类为 II。

8) 给水管道小破口, 事故分类为 III。

9) 给水管道大破口, 事故分类为 IV。

(3) 反应性和功率分布异常。

- 1) 一根控制棒在功率运行下失控提升, 事故分类为 II。
- 2) 一根控制棒在次临界或低功率启动工况下的失控提升, 事故分类为 II。
- 3) 主回路冷却剂风机误加速或冷却剂入口温度下降, 事故分类为 II。

4) 地震引起的球床密实化, 事故分类为 II。

5) 控制棒误动作, 事故分类为 II。

6) 水进入一回路系统, 事故分类为 III、IV。

7) 反应堆冷启动工况下, 所有控制棒全部失控提升, 事故分类为 V。

8) 反应堆运行安全地震条件下, 一根控制棒在功率运行下失控提升, 事故分类为 IV。

(4) 反应堆冷却剂回路破口事故。

- 1) 仪表测量小管道(DN10)破损, 事故分类为 II。
- 2) 堆舱内一回路隔离阀下游的大联管(DN65)的断裂, 事故分类为 III。
- 3) 压力容器与一回路隔离阀之间的大联管(DN65)的断裂, 事故分类为 III。

4) 蒸汽发生器一根换热管破损或断裂, 事故分类为 III。

5) 蒸汽发生器两根换热管破损或断裂, 事故分类为 IV。

6) 热气导管壳体双端断裂, 事故分类为 V。

(5) 未能紧急停堆的各种预计瞬态(ATWS)。

- 1) 失去厂外电源 ATWS, 事故分类为 IV。
- 2) 丧失正常给水 ATWS 同时氦风机隔离挡板关闭失效, 事故分类为 IV。
- 3) 控制棒误提升 ATWS, 事故分类为 IV。
- 4) 控制棒误提升 ATWS 同时氦风机隔离挡板关闭失效, 事故分类为 IV。
- 5) 控制棒误提升 ATWS 迭加反应堆系统失压, 事故分类为 V。
- 6) 热气导管压力壳双端破裂 ATWS 迭加堆腔冷却系统失效, 事故分类为 V。
- 7) 运行安全地震 ATWS 引起的球床密实化, 事故分类为 IV。

8) 控制棒失控提升叠加运行安全地震, 事故分类为 IV。而德国 TR-MODULE 的安全分析报告把设计基准事故分成下列几类:

- (1) 反应性引入。
- (2) 主传热系统失效。
- (3) 一回路出现破口。
- (4) 二回路出现破口。
- (5) 全厂断电。
- (6) 辅助系统的失效。
- (7) 外部事件。

另外, 对 ATWS 事件加以考虑。

同时, HTR-MODULE 假想的超设计基准事件序列包括了如下方面:

- (1) 能动的余热排出系统的失效, 包括表面冷却系统。
- (2) 引入正反应性。
- (3) 停堆系统失效。
- (4) 蒸汽发生器破管引起进水事故。

(5) 伴随失压事故, 一回路泄漏之后的进空气的事故。这些事件的发展可能导致大量放射性物质的释放。

9.1.2.3 事故分析标准及限值

模块式高温气冷堆采用由包覆燃料颗粒构成的“全陶瓷型”球形燃料元件。为保持包覆燃料颗粒滞留裂变产物的能力, 在所有事故工况下, 燃料元件的最高温度不超过1600℃限值。

为防止反应堆压力容器整体失效, 保持压力容器的完整性, 要求堆内压力在极限事故工况下不超过压力容器设计压力的110%。

中等频率事故不应造成燃料包覆颗粒的破损或反应堆冷却剂系统超压, 事故可能对环境造成的放射性影响低于有关规定。

稀有事故可能造成燃料包覆颗粒破损, 但每次事故公众中任何个人(成人)可能受到的放射性有效剂量应小于2mSv, 甲状腺剂量当量小于20mSv。

极限事故的放射性物质释放量使公众中任何个人(成人)可能受到的有效剂量应小于5mSv, 甲状腺剂量当量小于50mSv。

超设计基准事故每次事故释放的放射性物质使公众中任何个人(成人)可能受到的有效剂量应控制在10mSv以下, 甲状腺剂量当量应控制在100mSv以下。

德国安全审评专家对HTR-MODULE的超设计基准事故分析结果作了评估, 得出针对HTR-MODULE超设计基准事故的评价意见:

(1) 反应堆保持了其稳定性和完整性。

(2) 反应堆厂房保持其稳定性, 其外壳结构不受到损坏。

(3) 反应堆内放射性存量的释放量造成的环境剂量在放射性防护条例规定的参考值的范围内。

9.1.3 典型事故序列和事故后果

对于所有的设计所考虑的始发事件, 都有两个不同的保护变量触发保护系统, 使反应堆停堆, 并触发相应的工程安全措施, 进行相应的事故后处理, 使反应堆处于安全停堆状态, 保护安全重要物项, 并使向环境排放的放射性低于设计限值。即使有始发事件叠加, 或个别工程安全措施失效, 依据事件发生的频率和后果, 也可能属于设计基准事故, 也可能属于超事件基准事故, 但它们的最终后果都能保证反应堆处于稳定、安全状态, 反应堆厂房保持完整性, 向环境的放射性释放低于需要厂外应急干预的水平, 这就是模块式高温气冷堆的安全特性要求和设计目标。所有这些球床高温气冷堆的设计基准事故和超设计基准事故, 正如9.1.1节所述, 最典型的、具有包络性的事故序列有: 反应性引入, 主传热系统故障, 一回路失压(失冷失压事故), 二回路破口(进水事故), 进气事故。下面就以HTR-MODULE、HTR-10的事故分析过程和结果对球床模块式高温气冷堆的典型事故序列进行介绍。

9.1.3.1 反应性引入事故

无论是控制棒失控提升, 或地震造成球床堆芯密实(由于堆芯密实度的增大, 引起堆芯中子泄漏率的减少, 及球床堆芯顶表面对反射层控制棒的相对运动, 都会导致正反应性引入), 或由于传热系统故障而造成堆芯温度下降(由于负反应性温度反馈而引入正反应性), 或者由于蒸汽发生器破口事故使堆芯增加慢化剂水(由于欠慢化堆芯的慢化改善而引入正反应性), 都会使堆芯反应性增加, 从而造成堆芯短时期功率提升。这些反应性事故, 设计保证所引入的正反应性

以所有控制棒失控提升为最大引入正反应性, 成为反应性引入事故的包络事故。

如果以控制棒失控提升为反应性引入的包络事故, 就需要限制堆芯进水引起的正反应性量, 即限制堆芯进水量, 或限制单个燃料球的重金属含量, 即限制堆芯中子欠慢化程度。这是从反应性引入的角度对蒸汽发生器破口事故提出的限制。

反应性引入事故下, 短时反应堆核功率会上升, 但由于球床堆芯过剩反应性小、正常运行时控制棒插入活性区范围的深度有限, 因此引入的正反应性是有限的, 而且石墨堆芯的大热容量、低功率密度、燃料元件石墨基体的良好热传导性能, 正常运行温度与允许上升温度的大裕量、反应堆设计保证较大的负温度系数, 会使堆芯温度较慢地上升, 功率上升和温度上升就会触发保护系统来停堆, 从而使温升有限。即使保护系统不触发, 由于温度上升到一定程度, 由于温度负反馈会自动导致反应堆停堆, 而且堆芯温度不会超过限值。能停堆, 堆芯燃料温度不超过限值, 就会保证裂变产物包容在燃料元件的三重包覆颗粒中, 从而放射性后果很轻微。因此, 反应性引入事故对球床模块式高温气冷堆没有严重后果。

9.1.3.2 主传热系统故障事故

由于一回路、二回路的任何故障或失衡, 如氦气回路管道、主给水和主蒸汽管道、主氦风机、给水泵、汽轮机等的故障或失效或不匹配(如管道破裂、泵或风机停转或加速、汽轮机跳闸等), 都会造成主传热系统故障事故, 使得堆芯传热增加或减少, 使得反应堆运行状态偏离设计工况。由于反应性温度反馈效应, 反应堆传热、温度分布的变化也会使反应堆功率发生变化, 这些变化都会触发反应堆保护系统, 导致反应性停堆。即使保护系统没触发停堆, 反应堆堆芯的温度也不会超过燃料元件设计限值, 否则由于温度升高和温度负反馈也会自动导致反应堆停堆。堆芯温度不超过设计限值就保证燃料元件的三重包覆颗粒对放射性裂变产物的包容能力。因此, 这类事故的放射性后果很轻微。

这类事故中后果最严重的超设计基准事故序列可能是, 反应堆未停堆, 氦风机持续运转, 二回路蒸汽发生器的水量不够(几重安全级动作均未实现, 因此发生概率很小), 造成较热的氦气接触到原先仅接触250℃左右冷氦气的一回路压力边界, 从而可能造成一回路压力边界超温。但是, 即使一回路压力边界超温, 即使失效, 仅可能造成堆芯部件的损坏, 造成业主的投资损失, 而不会影响堆芯结构完整性、不影响余热排出能力、不会造成堆芯燃料温度超过限值, 从而不会造成严重的放射性后果。

9.1.3.3 一回路失压事故(失冷失压事故)

高温气冷堆的一回路失压事故, 主要考虑与一回路相连的氦气管道的破裂。在球床高温气冷堆上, 与一回路相连的管道分成通径小于10mm(DN10)的仪表管和通径小于65mm(DN65)的其他管道。一回路压力泄放系统安全阀(喉径为DN10和小于DN65的两组)的误开启的后果和与一回路相连管道的破裂相当。根据破口管道直径的不同, 事故序列和事故后果是不同的。

对于小于DN10的管道破裂, 一回路压力的变化率不会触发保护系统停堆, 丧失的氦气还可通过氦气辅助系统的压力调节系统进行补充。此时, 一回路氦气的持续丧失可通过氦气总量衡算、一回路压力下降所探测, 从而关闭相应管道的隔离阀, 事故得到终止, 没有严重后果。若是隔离阀之前的管道破裂, 则持续的氦气丧失只能通过停堆维修, 通过氦气辅助系统可抽出一回路的氦气, 完全丧失氦气的堆芯的后

果与下面介绍的 DN65 管道破裂的失冷失压事故相当。在小于 DN10 的管道破裂事故过程中, 泄漏出一回路的氦气进入包容体, 经包容体的负压通风系统抽出、过滤后排放到环境, 从而不造成环境后果。

对于大于 DN10、小于 DN65 的管道破裂, 堆芯一回路氦气会很快 (几十分钟内) 流出一回路, 造成反应堆一回路完全丧失冷却剂, 成为失冷失压事故 (DLOCA)。这时, 通过一回路压力、一回路压力变化、一回路流量等保护信号都会触发反应堆停堆。在失压事故过程中, 一回路氦气快速喷放到包容体中, 通过包容体的缓冲、扩容, 再经过包容体爆破膜直接排放到大气环境中。一回路氦气通过包容体缓冲后再排放到大气环境可降低包容体的承压能力要求。堆芯氦气排放过程结束后, 堆芯、包容体均处于常压下, 这时, 关闭包容体的爆破排放通道, 恢复包容体的负压通风环境, 进入过滤排放阶段, 使堆芯事故后升温可能增加的裂变产物释放被过滤。由于三重包覆颗粒对放射性裂变产物的良好包容能力, 正常运行时一回路冷却剂中放射性很少, 失压事故下氦气直接排放到环境不会产生严重的放射性后果; 事故后, 堆芯燃料区温度会上升, 虽然燃料三重包覆颗粒中的放射性裂变产物释放会增加, 但只要不超过燃料元件设计限值 1600°C , 三重包覆颗粒的完整性得以保证, 其释放的放射性是有限的, 即使不经过滤, 到环境的排放量也是在放射性防护条例规定的参考值的范围内, 而通过负压通风系统过滤后排放更可以降低放射性排放量, 符合合理可行尽量低 (ALARA) 原则。

失冷失压事故后, 堆芯处于常压, 堆芯完全失去冷却, 堆芯衰变余热会使堆芯逐渐升温, 同时, 衰变余热也通过热传导、热辐射等自然机制通过球床堆芯、石墨侧反射层、碳堆内构件、金属壳、反应堆压力容器等传输到反应堆压力容器外, 被反应堆舱室中的余热排出系统带到环境中。失冷失压事故后约几十个小时, 堆芯逐渐达到最高温度, 此时燃料元件的最高温度不会超过设计限值 1600°C , 之后堆芯温度随着衰变余热的减少而逐渐下降。堆芯完全失去冷却剂, 不需要应急堆芯冷却系统, 不需要能动安全系统, 事故后的堆芯温度是所有类型事故中最高的。同时, 设计要保证这时的堆芯最高温度、燃料元件最高温度不超过设计限值, 从而保证三重包覆颗粒的完整性, 这是模块式高温气冷堆的固有安全特性和设计要求, 是不同于其他堆型的最主要特点, 也是限制模块式高温气冷堆的功率密度和单堆功率的主要因素。

在保证失冷失压事故下燃料最高温度不超过限值的固有安全特性的同时, 提高模块式高温气冷堆的单堆功率的一个有效途径是采用环形双区堆芯。具体方案是, 在窄的环形活性区内部, 布置一个不发热的、运行时处于较冷温度的石墨区, 从而在失冷失压事故下, 借助中心冷石墨区的大热容、大的温升空间、窄的活性区到压力容器更小的热阻, 可以降低事故后堆芯燃料区的最高温度, 延迟最高温度达到的时间, 或者在同样的最高温度限值下实现更高的功率。这是现代模块式高温气冷堆采用的通用技术措施, 包括球床式模块式高温气冷堆 (如南非设计的 PBMR 和中国设计的 HTR-PM), 棱柱型模块式高温气冷堆 (如美国设计的 MHTGR-350、MHTGR-450、GT-MHR 等), 甚至第四代核能系统的超高温气冷堆也采用此方案。环形双区堆芯的代价是更大直径的压力容器, 这时大直径的压力容器制造能力又成为一个制约因素。同时, 环形堆芯的结构也更复杂, 增加工程实现的难度, 但这是提高规模效应、提高经济性的必要代价。

9.1.3.4 蒸汽发生器破口事故 (进水事故)

对于欠慢化的高温气冷堆, 采用蒸汽循环时, 蒸汽发生器的水在传热管破裂事故下, 二回路的水和水蒸气会进入堆芯, 一则增强中子慢化, 引入正反应性, 二则高温下水和水蒸气会与堆芯的石墨结构和燃料元件发生水煤气反应, 腐蚀堆芯和燃料元件, 引起三重包覆颗粒的裸露, 增加放射性裂变产物从包覆颗粒的释放, 并把石墨基体中的放射性带到冷却剂中, 同时引起堆芯一回路超压, 造成一回路的冷却剂夹带着放射性释放到环境中。这就是典型的进水事故的后果。

进水事故的典型序列如下, 在发生蒸汽发生器传热管破裂事故时, 水和水蒸气进入堆芯, 堆芯一回路压力增加, 堆芯功率由于慢化改善而增加, 在约十秒时间内, 一回路湿度和核功率增加这两个保护变量会触发保护系统, 紧急停堆, 并隔离一回路、隔离二回路 (包括停给水泵), 随后, 进行蒸汽发生器事故排放, 利用堆芯一回路的压力, 排空蒸汽发生器中的残余水到排放罐, 从而控制进入堆芯的水的总量, 典型值是几百公斤。

通过二回路隔离、蒸汽发生器事故排放等措施可以控制进水事故的进水总量, 从而使引入的正反应性在允许范围内 (低于控制棒误提升引入的正反应性), 并使进入堆芯的水、包括水与石墨反应产生的水煤气而造成的一回路压力升不超过一回路压力泄放系统的安全阀启跳定值, 以使得一回路放射性不随意地排放到环境中。这时的放射性释放后果是很轻微的。当然, 进水事故后, 还可以通过氦净化系统事故列除水功能, 从一回路中清除水蒸气, 减轻石墨腐蚀量, 并通过氦气辅助系统降低堆芯压力, 避免一回路压力泄放系统安全阀动作, 从而按 ALARA 原则尽可能降低放射性释放后果。

同时, 为限制引入的正反应性, 在限制堆芯进水总量的同时, 在球床高温气冷堆上还需要限制单球重金属含量, 限制堆芯中子欠慢化程度。典型的限值是每燃料元件重金属含量为 7g 铀。

若进水事故下的工程安全措施失效, 如二回路隔离失败、蒸汽发生器事故排放失败, 则进水事故的总进水量会超过上述设计基准事故的值, 演化成概率更小、后果更严重的超设计基准事故。对于模块式高温气冷堆, 在超设计基准的进水事故下, 进水总量也会有物理上的限制, 进入堆芯活性区的水量同样会受到物理上的限制, 比如进上千公斤的水, 进水引起的正反应性, 进水造成的石墨腐蚀, 进水造成的燃料颗粒的裸露, 进水造成的放射性向环境释放, 这些后果都在如下范围内: 会安全停堆, 堆芯燃料最高温度不会超过限值, 裸露的包覆颗粒仅占堆芯总装载量的极少部分, 会保证反应堆结构完整性, 最终保证向环境的放射性释放后果在放射性防护条例规定的参考值的范围内。

9.1.3.5 进气事故

进气事故是指, 在一回路失压事故后, 环境中的空气能不断地进入堆芯, 空气使高温的堆芯石墨结构和燃料元件燃烧, 使石墨基体中的放射性释放出来, 使燃料中的三重包覆颗粒从基体中裸露, 而裸露的颗粒的放射性裂变产物释放会增加, 从而使向环境的放射性释放增加。这类事故是可能向环境释放放射性最多的事故。

进气事故的一种可能情况是, 反应堆压力容器的上部和下部分别各有一根连管断裂, 从而使空气从堆芯下部进入, 从堆芯上部流出, 在堆芯以自然对流方式持续流动、使石墨燃烧, 同时, 外部环境的空气还能源源不断地进入反应堆舱室。另一种发生概率更低的可能性是连接反应堆压力容器和

蒸汽发生器壳体的热气导管壳体发生双端断裂,从而环境中的空气通过热气导管内外同心管在堆芯建立自然循环。这些条件使得进气事故本身就是发生概率很低的超设计基准事故。

即使发生概率很低的进气事故,在空气作用下堆芯石墨的燃烧腐蚀也是从堆底反射层石墨开始逐层向上扩展,燃烧区和整个燃料区的最高温度也不会超过燃料元件设计限值;同时,进入堆芯的空气总量也受到破口尺寸、自然循环能力、包容体边界的限制,特别是包容体边界,在事故后应能保证结构完整性,并可在事故后采用超设计基准事故的缓解措施,在几天的时间尺度内采取措施保证或恢复其密封性,从而限制堆芯进气总量和进气时间长度,从而限制石墨的腐蚀量,限制燃料颗粒的裸露量,最终限制事故后向环境的放射性排放量。模块式高温气冷堆的设计要求采用各种措施,保证事故后果的放射性释放在放射性防护条例规定的参考值的范围内,并最好低于需要厂外应急干预的水平。

9.2 包容体

9.2.1 包容体的功能

对于高温气冷堆,在一回路压力边界之外,还设置了阻止放射性释放的第三道屏障,称为包容体。包容体系统由具有一定气密性且可承受设定压力的钢筋混凝土构筑物及其附属的抗压、防火、气密的屏蔽铁门、电缆贯穿件、管道贯穿件、负压通风系统、爆破膜及与其相连的电动截止阀和事故高空排放烟囱等组成。包容体将反应堆一回路及所有与一回路压力边界相连的气体系统及其全部设备“包容”起来,在各种导致放射性气体泄漏的设计基准事故下,实现对放射性气体有序、过滤后排放或高空定向排放。包容体的具体功能要求如下:

(1) 限制事故条件下放射性向环境的释放,包括事故的初始阶段及整个事故过程。

(2) 提供事故条件下余热去除的热阱并限制燃料元件在事故后进一步严重损坏,包括过热以及防止高温燃料元件被严重氧化。

(3) 控制事故后包容体内的压力和温度变化,使包容体及与安全相关物项处于设计限值以内,以维持包容体的完整性及堆本身处于安全状态。

(4) 抵御设计基准下的外部事件。

也有人把包容体称之为低压通风安全壳,但名称的不同没有引起与上述功能要求的不同,且与压水堆或沸水堆的安全壳有功能要求和实现方案上的本质不同。

9.2.2 包容体组成

HTR-PM的包容体系统由一回路舱室、燃料装卸系统舱室、氦净化系统舱室、气体采样工艺间及一回路仪表间五部分组成。其中,一回路舱室、燃料装卸系统舱室、氦净化系统舱室配有正常运行时的负压通风系统、一回路破口事故下的卸压系统、事故后隔离和过滤通风系统,而其他房间仅需要负压通风系统。

包容体结合负压通风系统和过滤通风系统完成如下功能,实现核安全法规要求的“采取措施将所有运行状态下的辐射照射控制在合理可行尽量低(ALARA)”的原则:

(1) 在反应堆正常运行工况下,从建筑物中排除放射性气溶胶(包括放射性气体和放射性颗粒)。需要时通过高效过滤器过滤和活性炭吸附等净化手段处理放射性颗粒和放射性气体,以减少放射性物质向环境的排放。

(2) 净化处理后的空气通过烟囱高空排放。

(3) 发生失压事故时,一回路氦气可通过泄压排气系统的烟囱直接向环境排气泄压,但仍应符合环境排放的国家标准。

(4) 发生一回路失压事故后,通过关闭卸压通道,重新建立负压通风环境,并对堆芯升温可能增加的放射性裂变产物释放进行过滤排放;同时限制环境空气进入堆芯的量,防止燃料元件被严重氧化。

(5) 在正常运行工况下,所有非放射性房间内的空气可不经过滤直接向环境排放。

由于模块式高温气冷堆具有良好的固有安全特性,在设计基准的事故条件下,(包括可能引入的最大反应性事故、压力边界破口事故等),燃料元件最高温度不会超过1600℃。并且,基于燃耗和燃料温度在堆内的分布,只有极小份额的燃料元件能接近这一温度,而绝大部分的燃料元件均远低于这一温度。而包覆颗粒在1600℃以下,仍能保持对裂变产物良好的滞留。因此,在事故条件下,裂变产物基本上仍留在燃料颗粒中,仅有少量的会进入一回路冷却剂并分布在一回路系统中。鉴于在正常运行及发生概率很低的超过设计基准事故条件下,裂变产物均能基本被包容在燃料颗粒内,因而有可能将包容体系统设计成承压较低,密封性不高的系统。

在正常运行工况下,通过负压通风系统使各包容体内保持对反应堆建筑其他部位的负压状态,因此即使有微量的放射性气体也不会向周围环境扩散,而是经高效过滤器过滤后由排风中心的烟囱向高空大气排放。在一回路失压事故下,高温、高压并带有放射性的气体首先在包容体内部扩容使之降压降温及稀释后,按不同事故后果或经过滤后排放或定向高空紧急排放,以期最大限度地降低大气环境的影响。而设立包容体的卸压排放系统,是为了减少包容体的承压要求,同时直接向环境排放是符合环境排放的国家标准。

9.2.3 包容体与安全壳的比较

在压水堆核电厂上,安全壳系统是纵深防御的重要一环。在高温气冷堆核电厂上,鉴于高温气冷堆的安全特性在纵深防御概念的实施上采用了包容体系统代替了压水堆核电厂的安全壳系统。

压水堆核电厂的安全壳系统的设计基准主要由有关假设始发事件的分析结果确定。设计中要考虑的假设始发事件是具有下述一般特征的那些事件。它们是:

(1) 反应堆冷却剂压力边界的失效。

(2) 放射性核素从安全壳内反应堆冷却剂压力边界以外的其他系统中释出。

(3) 对安全壳系统执行其功能能力的威胁。

在系统的设计基准这一点上高温气冷堆的包容体系统与之是一致的。而且正是由于对有关假设始发事件的分析结果决定了高温气冷堆的包容体系统所必须执行的安全功能与压力堆的安全壳系统是有着很大区别的。该区别可以具体地由压水堆与高温气冷堆核电厂均设置的防止放射性物质释放的三道安全屏障的安全效果的评价中取得。

压水堆核电厂设计了防止放射性物质释放的三道安全屏障:

(1) 燃料棒包壳将放射性裂变产物封闭在燃料包壳内。

(2) 燃料棒包壳泄漏或破损时,反应堆冷却剂系统将放射性物质封闭在该系统的压力边界内。

(3) 反应堆冷却剂系统压力边界泄漏或破损时,安全壳及其所属辅助系统将放射性物质封闭在安全壳内,使在任何事故工况下,放射性物质向环境的释放量不超过允许限值。

与之相应,高温气冷堆也设有防止放射性物质释放的三道安全屏障如下:

- (1) 燃料元件的包覆颗粒。
- (2) 一回路压力边界。
- (3) 包容体系统。

可以从上述三道安全屏障的一一对比性安全评价中,得出安全壳系统和包容体系统所必须执行的安全功能的根本性区别:

压水堆中燃料棒包壳作为第一道安全屏障,在丧失冷却剂的假设始发事件下是存在安全隐患的。一般这种金属包壳是由高熔点的金属如锆合金制成。但任何金属均有熔点,一旦金属熔化便会造成极严重的放射性污染。而同样作为第一道安全屏障的高温气冷堆的燃料元件是全陶瓷型的,是非金属的,而且模块式高温气冷堆的固有安全特性保证燃料元件的最高温度在任何设计基准事故下不会超过燃料包覆颗粒明显损坏的设计限值,发生燃料包覆颗粒明显损坏的严重事故的概率极低,完全可以忽略造成堆芯熔化的风险。核燃料被制成微小颗粒,并在其外层经低密度热介碳—高密度热介碳—SiC—高密度热介碳四层包覆后形成直径仅为0.92mm的燃料包覆颗粒。其中密实而坚硬的碳化硅包覆层(SiC)被比喻为一个微小直径的球形承压容器,具有极强的承压能力,因而可以有效滞留所有裂变产生的气体及产物。该包覆层在1600℃温度以下可以保持其完整性和包容反射层裂变产物的能力。而高温气冷堆能够被设计成即使在各类假设始发事件(包括各类失冷失压)下其燃料元件的最高温度均低于1600℃,而在正常运行工况下更距此温度限值有很大裕度。因此高温气冷堆一回路冷却剂中的放射性水平很低,其放射性水平达到即使在严重的假设始发事件下,直接将其不加过滤地向周围大气排放,其放射性剂量也远低于我国目前已公布的法规和标准中规定的各种辐射防护标准。总的来说,模块式高温气冷堆强调任何事故下第一道屏障的完整性,从而减轻了后面屏障的压力,而压水堆的第一道屏障是有可能失效的,从而把放射性包容的防御重点放在后面的屏障中。

压水堆与高温气冷堆有着相同的第二道安全屏障——一回路压力边界,其安全功能的评价也基本相同。

对它们的第三道安全屏障进行安全评价,压水堆赋予安全壳所必须执行的安全功能是十分“严峻”的,即在安全壳系统的设计中必须考虑在反应堆失冷工况下所产生的冷却剂的高温、高压、可燃气体的控制、滞留所有放射性物质直至其衰变到允许向环境释放的标准为止的一系列安全功能,对于压水堆核电厂的安全,现有安全壳系统的安全功能是多方面的。相比之下,高温气冷堆赋予包容体所必须执行的安全功能是十分“宽松”的,它所执行的安全功能仅仅是实现在各类不同的假设始发事件下对一回路冷却剂的过滤排放或无过滤直接向大气环境的定向高空排放。对于核电厂的安全而言,其安全功能是单一的。

10 核电厂常规岛系统

10.1 设计原则

结合高温气冷堆的特点和优点,拟建的高温气冷堆核电站(HTR-PM)示范工程常规岛部分与火电厂基本相同,并且因为反应堆出口温度高,产生的蒸汽参数可以与常规火电站机组参数相同,所以汽轮发电机组可以采用常规火电超高压过热的汽轮发电机组,其系统和设备的设计、制造、施

工、安装、调试、运行维护等各个方面在国内都具有成熟的技术和经验,具有较高的安全可靠性和经济性。今后高温气冷堆的发电部分还可以利用更高效率的超临界、超超临界汽轮机组,或使用氦气透平。HTR-PM采用带再热的20万kW过热机组。

10.2 常规岛概述

由于高温气冷堆出口氦气的高参数,可以得到高参数的蒸汽,常规岛就可以采用与火电站基本一样的汽轮机组,常规岛的组成、流程、性能、操作方式等基本与火电站一样。比如,常规岛的主系统包括主蒸汽系统、再热蒸汽系统、汽轮机旁路系统、回热系统、凝结水系统、给水系统、循环冷却水系统、化学补充水处理系统和凝结水除盐系统、启动停堆回路等。常规岛的主要设备包括:汽轮发电机组、凝汽器、凝结水泵、主给水泵、高压和低压加热器、除氧器、汽水分离器、扩容器等。因此,常规岛的大部分内容都可以参考火电站,此处不再赘述。

但是,高温气冷堆通常采用直流蒸汽发生器,直流蒸汽发生器在低功率段容易出现两相流不稳定性,不能产生汽轮机要求稳定的蒸汽参数,而且,反应堆要求在正常启动和停堆过程中,升降功率、升降一回路温度都是一个慢过程,因此,在反应堆功率未达到一定值以前,不能产生蒸汽,或蒸汽参数达不到汽轮机的要求,就需要设立一个旁路水和汽的启动停堆系统,不通过汽轮机,把此时的反应堆功率带到最终热阱,直至产生的蒸汽参数符合汽轮机要求,再送往汽轮机发电。由于高温气冷堆和直流蒸汽发生器的特殊性,特别是还有与蒸汽发生器串联在一回路上的再热器,它要求在启动过程中不发生干烧现象,因此,这个启动停堆回路与火电站的启动停堆回路在要求和组成上有很大的不同。因此下面专门介绍启动停堆系统这个特殊系统的要求和组成。

10.3 启动停堆系统

启动停堆回路是相对于汽轮机系统的一个水和蒸汽旁路系统,是非安全级系统,设置在常规岛,并可共享常规岛的一些辅助设施,如凝汽器等。在反应堆启动和停堆时,在约20%额定功率前,二回路的水和未达到额定参数的蒸汽通过此回路,把反应堆的热量带到最终热阱,以匹配反应堆和汽轮机不同运行特性。

启停堆回路由启动分离器系统和高、低压旁路系统共同组成,启动分离器系统包括:启动分离器、启动疏水扩容器、启动分离器进出口调节阀及相关关断阀和启动分离器蒸汽出口减温器等。主要功能是:建立核岛二次侧的启动循环,保护核岛蒸汽发生器、再热器,在机组的启停阶段负责匹配核岛二次侧出口蒸汽参数与汽轮机进口蒸汽参数要求。

启动停堆回路主要工作模式分为:电站冷启动,电站热启动,反应堆正常停堆,反应堆紧急停堆,反应堆紧急停堆后的余热正常载出。

电厂冷启动时,反应堆功率从0向20%功率缓慢提升,堆芯和一回路的氦气从冷态逐渐升温,与之相匹配,二回路的水也逐渐升温、升压,在适当的状态下,通过启动停堆回路的扩容器产生低压蒸汽,送入再热器,防止再热器干烧,然后再热器和蒸汽发生器的出口蒸汽温度逐步上升,直到约20%额定功率时,蒸汽发生器产生的主蒸汽和再热器输出的再热蒸汽的参数均达到汽轮机要求的温度、压力参数,蒸汽从启动停堆回路切换到汽轮机,进行正常发电。这时,启动停堆回路就停止工作。这个过程持续约10h完成。

电厂热启动,是指反应堆紧急停堆后,若经检查确认一回路、二回路均可运行,电站从热备用状态快速启动的过程。这时,堆芯、氦气、蒸汽发生器均处于较高温度,二回路的除氧水箱中的水也处于较高温度,因此,反应堆功率同样从0向20%功率提升,但氦气温度、二回路水温度均从较高参数开始运行,虽然二回路的水和蒸汽仍通过启动停堆回路把热量带到最终热阱,但整个启动过程可在约1h的时间内达到汽轮机要求额定参数,转入正常发电状态。

反应堆正常停堆过程是电站冷启动过程的逆过程。当反应堆功率降到20%额定功率时,蒸汽参数不能满足汽轮机的要求,蒸汽切换到启动停堆回路,随着反应堆功率的继续下降,直到0,氦气温度、蒸汽或水的参数等逐步下降,把反应堆中的衰变余热、高温堆芯的热容储热带到最终热阱,使反应堆堆芯冷却到规定的温度。

反应堆紧急停堆是出现事故时,反应堆控制棒快速落棒,风机停闭,一回路隔离,二回路停泵、隔离,反应堆快速停堆的过程。在紧急停堆后,若一回路到二回路的主传热途径不可用,则堆芯的衰变余热在被堆芯石墨结构吸收升温之外,可通过热传导、热辐射、自然对流等固有自然方式,通过侧反射层石墨、碳砖、堆芯壳和压力容器,传到反应堆舱室的余热排出系统中,再传到最终热阱,并保证在这过程中堆芯燃料最高温度、压力边界最高温度不超过设计限值,保证反应堆的安全停堆、放射性物质的安全包容。这正是模块式高温气冷堆的固有安全特性的体现。但是,在紧急停堆后,若经检查确认,没有重大的设备故障,反应堆一回路、二回路仍可以工作,在1h内,电站仍可通过上面介绍的热启动过程,快速地重新进入发电状态。若不需要反应堆启动、发电,但一回路、二回路的启动停堆回路仍可工作,则在反应堆停堆的状况下,启动氦风机、启动二回路的给水泵、启动启动停堆回路,把堆芯衰变余热和堆芯热容储热带到最终热阱。这就是紧急停堆后的余热正常载出过程。这个过程可降低一回路压力边界的升温过程,降低燃料元件温度升幅,减少系统的热冲击。因此,是从保护投资、提高系统运行性能角度充分,而不是执行安全功能,整个环节不涉及安全系统的范畴。

11 高温气冷堆的其他工业应用

11.1 概述

对于不同的热能利用领域及相应的温度范围见图 6.2-72。

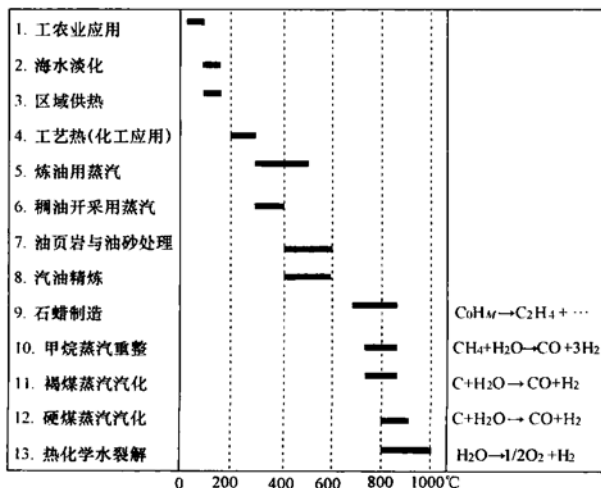


图 6.2-72 热能利用领域及相应温度范围

72. 高温气冷堆由于可以输出高达约 1000℃ 的工质温度,除了可以高效发电外,还可以单独或组合地应用于所有的领域。而其中最具有潜力和特点的五大应用领域如下:核能制氢;氦气透平发电;煤的气化与液化;直接还原炼钢;稠油热采及油页岩提炼。下面只简要介绍核能制氢与稠油热采。

11.2 核能制氢

高温气冷堆作为一种安全、高温的热源,理论上可以在热化学制氢过程中提供高温工艺用热。当然高温气冷堆也可以利用高温工质高效发电,再将电能的一部分用于电解水。因此,高温气冷堆制氢的主要方向为热化学制氢和电解制氢。

目前利用核能热化学循环制氢研究比较热的方向为碘硫(IS)循环制氢、天然气重整制氢、高温电解制氢,其中IS循环被认为是最合适的核能制氢工艺。图 6.2-73 为 IS 循环制氢的流程示意图。

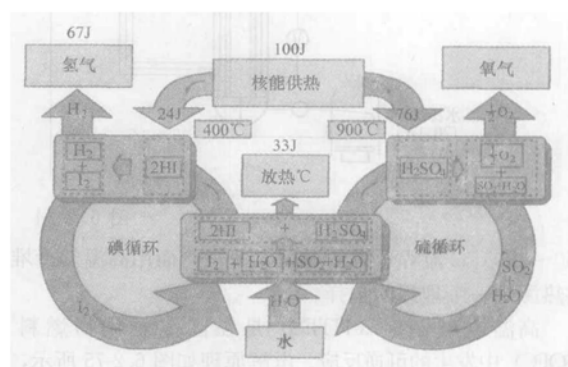
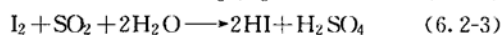
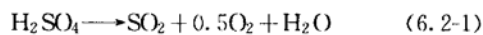


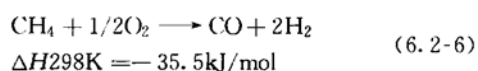
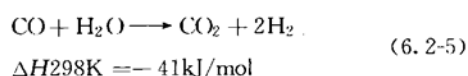
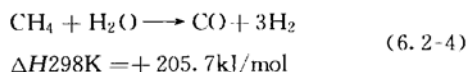
图 6.2-73 IS 循环制氢流程

IS 循环主要包括三个化学反应:硫酸和 HI 的分解反应(吸热),Bunsen 反应(放热)。具体化学反应式如下:



Bunsen 反应式(3)属于放热的液相二氧化硫吸收反应。所形成的氢碘酸和硫酸在液态环境并存,在过量碘的情况下分层分离。分离出的氢碘酸中溶解有碘单质,通常表示为 HI_x 的形式。净化后,氢碘酸与碘单质通过蒸馏的方法加以分离。而 HI 通过反应式(6.2-2)分离得到产物 H_2 。同时,分离得到的液态硫酸经过净化、浓缩、气化后再通过分解反应产生 O_2 。这中间包括两个吸热过程:首先,硫酸会在 400℃ 的温度下自动分解为三氧化硫和水蒸气;其次,在更高的温度下,三氧化硫在存在固体催化剂的条件下分解为二氧化硫和氧气。

从 1926 年第一次应用到现在,天然气重整制氢是最传统、应用最广的制氢方式,是化石燃料制氢工艺中最为经济、合理的。天然气重整制氢有 3 步最重要的反应:甲烷的水蒸气重整、水气置换反应和甲烷的部分氧化。



天然气重整制氢是需要高温下进行的,温度维持在

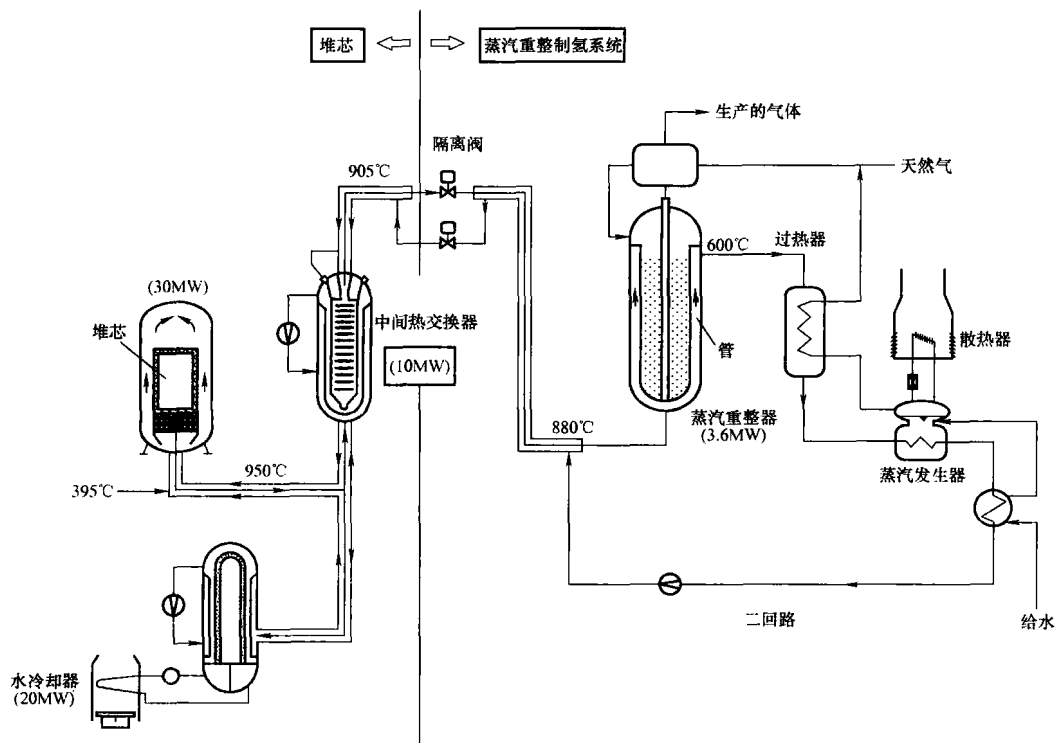


图 6.2-74 天然气重整制氢流程示意

750~920℃，流程示意图见图 6.2-74，而用高温气冷堆来提供热源是一个理想的选择。

高温电解制氢（HTES）是在固体氧化物燃料电池（SOFC）中发生的可逆反应。电解原理如图 6.2-75 所示，水蒸气进入阴极发生电解，在阴极表面不断生成氢分子。氧离子则经过电解质溶液到达阳极，失去电子后生成氧气。电解质溶液帮助了氧离子传递，同时它还阻止了氢气和氧气结合生成水。

如果直接用高温气冷堆发电、再电解液态水来制氢，效率不会很高，大约只有 36%~38%。将高温气冷堆产生的热能传递给水、再高温电解制氢就可以增加总的制氢效率。在高温环境下，水分子中的 H—O 键很容易打开，电解所需的电能就会减少。在 900℃ 下，热电联供制氢的效率可以达到 50%。

高温电解制氢（HTES）的设备研究主要集中在电解槽上。

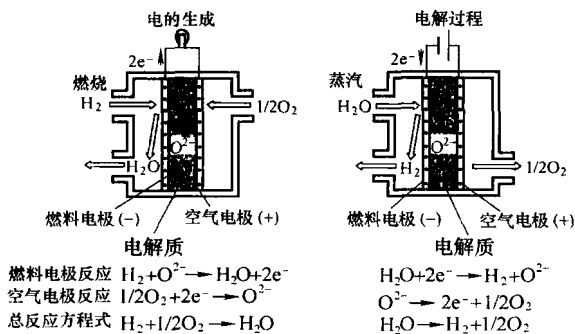


图 6.2-75 高温电解蒸汽原理

11.3 稠油热采

11.3.1 稠油热采概况

全世界稠油（天然重质原油+沸点大于 500℃ 的减压渣油）资源相当丰富，可开采储量为 15 500 亿吨，其资源量

和可开采量均超过轻质原油。我国的稠油资源相当丰富，其中稠油资源预测约有 2.50×10^{10} 吨，其储量约占陆地石油储量的 20% 以上。我国的稠油分布相对比较集中，主要分布在辽河、新疆、胜利、河南四大油区。

稠油的开采，无论是竖井还是水平井方式，抑或是前期的吞吐采油阶段或后期的汽驱阶段，都需要向地下注入高温高压蒸汽（如 18.2MPa，355℃）。但稠油热采工艺本身需消耗的能量很大，以通常的燃油锅炉为例，一般要占原油产量的 30% 或更多。使用核供热特别是高温气冷堆提供蒸汽代替燃油锅炉，不但可以节省原油的燃料用途消耗，而且可以减少燃油锅炉产生的废气对环境的污染。

11.3.2 稠油热采的主要方式

11.3.2.1 竖井的蒸汽注入开采方式

采用竖井方式进行热采，当蒸汽注入油田后，其所携带的热能将使油区的温度显著提高，从而导致原油的黏稠度下降和流动性增加；弹性势能也随着岩石与流体体积的膨胀而增长；原油中的轻质成分将以气体的形式挥发出来，也就是所谓的萃取过程。蒸汽注入地层后，将会使地层的压力增大同时增强采油的驱动力，这有助于清洁油井壁的污垢以及降低油井底部附近的阻力。

竖井的热采通常分为两个阶段：吞吐采油阶段和汽驱采油阶段。

11.3.2.2 水平井的蒸汽注入开采方式

水平井稠油热采的优点可以概括为：单井的产出率高，较高的“油—汽率”，较好的经济效益，因此一个水平井往往可以代替几个竖井。水平井的开采主要有三种技术：水平井的蒸汽吞吐、水平井的汽驱和蒸汽辅助重力泄油（SAGD）。

11.3.3 高温气冷堆稠油热采

利用高温气冷堆热采稠油的研究开始得比较早。20 世纪 80 年代，清华大学核能技术设计研究院调研了胜利油田单家寺稠油区、辽河油田高升稠油区和克拉玛依稠油资源。

经过技术经济分析，他们设计了一个利用高温气冷堆热电联供的方案，基本原理图如图 6.2-76 所示。4 个热功率为 250MW 的模块式高温气冷堆组成一座热电站，共有 4 台蒸汽发生器并联运行。系统提供 18MPa、540℃的蒸汽，产汽量为 1391.2 吨/时，蒸汽的一部分通过减温器作为工艺蒸汽供给稠油田注汽，其参数为 12MPa、350℃，流量可以调节；新蒸汽的另一部分通过汽轮机发电。

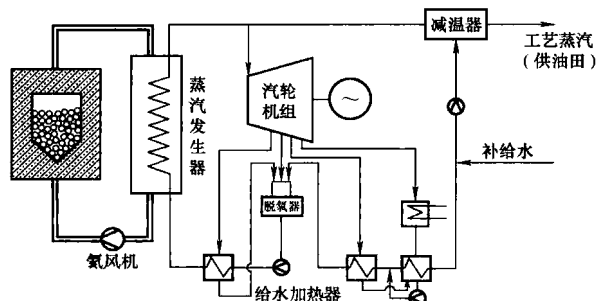


图 6.2-76 热电联供流程

由于使用高温气冷堆进行稠油蒸汽注入热采，对于现有热采工艺改变较少，从技术可行性而言难度较小。但需要考虑的特殊问题包括：

首先是反应堆的使用寿命和油田开采周期相协调的问题。高温气冷堆的寿命通常为 40 年，如果只用高温气冷堆来供采油蒸汽（纯供热方式），那么就必须要要求稠油田的开采寿命至少要大于 40 年。虽然可以通过调整高温气冷堆的功率来适应油田的储量，但如果功率太小，势必会影响其经济性。与纯供热方式相比，比较可行的是采用热电联供的方式。通过调整发电量和蒸汽量的比例，可以保证高温气冷堆运行在较高的功率水平上。在油田开采期间可以边供热边发电，当油田开采完全后就完全用于发电。

另外，高温气冷堆并不是可以移动的热源，因此蒸汽需要用管道输送到油井中。如果油田的面积太大，那么输送蒸汽的管道就会很长，这样必然会造成大量的热能损失，从经济上说是不可取的。因此需要选取大小合适的油田进行开采，或者开发新的技术、材料来解决这个问题。

第3章 加速器驱动的次临界核能系统 (ADS)

1 加速器驱动的次临界核能系统的原理

1.1 历史回顾

由中能强流质子加速器与次临界反应堆构成的新型核能系统,简称 ADS。加速器驱动的次临界核能系统是利用中能强流质子加速器产生的散裂中子源(外中子源)驱动次临界反应堆,以维持其链式反应,保持中子水平,以获得稳定的功率输出,从而获得裂变核能。如无外中子源(切断加速器的束流),加速器驱动的次临界核能系统的裂变功率水平将逐步降低,最后趋向于零,这一点与现行的裂变核能系统有所不同,现行裂变核能系统中的反应堆,工作在临界状态,以自持链式反应来维持中子水平,实现功率输出。反应堆通过超临界运行工况与次临界运行工况的交替变换来实现功率水平的变换。只有在系统处于关闭状态时,反应堆才处于次临界。加速器驱动的次临界核能系统中的反应堆将总是工作在次临界状态,通过加速器束流强度改来实现功率水平的转换和调节,可以减少操作失误引起瞬发临界的可能性,从临界安全的观点,加速器驱动的次临界核能系统具有固有的安全性。

在加速器驱动的次临界核能系统中,次临界反应堆是一个中子放大器。在历史上从中子应用的观点用次临界堆把外中子源的强度放大,以扩展中子应用的范围或提高测量精确度。上世纪六十年代末期有所谓电核反应堆的概念,把加速器产生的中子,经由次临界反应堆放大,提高整体中子水平生产核燃料,实现 ^{232}Th 到 ^{233}U 或 ^{238}U 到 ^{239}Pu 的转换,但经研究表明,要实现工业规模的应用,加速器的束功率为数百 MW,而当时的技术还达不到 1MW。从能量转换的观点,加速器驱动的次临界核能系统还是一个能量放大器,次临界反应堆把加速质子束流的电能转换为裂变核能,实现能量放大。1993 年意大利高能物理学家,诺贝尔奖获得者,卡罗·鲁比亚(Carlo Rubbia)从高能物理实验中能量不平衡现象中得到启发,提出利用裂变核能的能量放大器概念。这个概念建立的新的核能系统,从核子质量数比较低的易裂变核素 ^{233}U 出发。由加速器加速的中能强流质子束轰击含钍(^{232}Th)的系统、产生易裂变核素 ^{233}U ,由 ^{233}U 裂变提供裂变能,这个概念建成的核能系统将基本上不产生超铀核素(TRU)。

可是,由于历史的原因,核裂变能的利用从以低富集度 3%~5% ^{235}U 为燃料的热中子反应堆开始,在所使用的核燃料元件中有大量 ^{238}U ,所以反应堆(以压水反应堆 PWR 为代表)用过的乏燃料元件中含有大量的超铀核素,这些被称为核废料的核素中,含有次量铀系核素(MA),其中有一些半衰期以百万年计,具有极强的放射性毒性,如果采用现行的固化深埋的核废料处理办法处理,一旦地质结构变迁将有可能进入生物圈,给人类造成极大的危害。因此核废料核素中的次量铀系核素和长寿命裂变产物(LLFP)的最终处置成为影响裂变核能持续发展的首要障碍。近三十年来,核能界一直在探索次量铀系核素和长寿命裂变产物的最终处置

办法。经过分析比较,找到核废料核素最终处置的办法就是分离与嬗变,由核化学工作者把乏燃料中的长寿命核素用化学流程分离出来,用中子轰击,通过与中子的核反应使其嬗变为稳定的或短寿命的核素。嬗变处置长寿命核废料用中子源,可能是聚变堆中子源,裂变堆中子源或加速器散裂中子源。现在比较普遍认可,有工业前景的是加速器驱动的次临界核能系统。

人们构想的工业规模的加速器驱动的次临界核能系统,它的工作流程如图 6.3-1 所示。图中双线方框代表加速器驱动的次临界核能系统,原则上说它有嬗变,核燃料增殖和生产能量三种功能。以那种功能为主,当根据建造目的,由设计参数决定,通常以嬗变核废料核素为主。加速器驱动的次临界核能系统的嬗变能力用支持比来量度,支持比代表一座加速器驱动的次临界核能系统可以嬗变多少座同功率压水堆卸出的次量铀系核素,按现在广泛认可的设计研究结果,支持比一般为 10 左右。

在图 6.3-1 中加速器驱动的次临界核能系统和燃料后处理厂结合,构成对核废料核素的分离—嬗变(P&T)。其目的是实现对核废料的最终处置,这是当前核能界关注的主要目标,再与燃料元件制造厂结合,将可构成一个封闭的核燃料循环,一旦实现这一理想的核燃料循环,所构建的核裂变核能系统将是放射性洁净的,它将使裂变核能利用回归大自然,不因裂变核能的利用,而增加自然界的放射性毒性。这当然是人类和平利用核能所追求的目标。

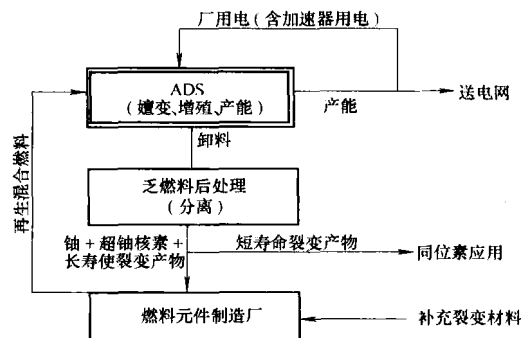


图 6.3-1 理想的加速器驱动的次临界核能系统工作流程

1.2 原理

设次临界堆的有效增殖系数为 k_{eff} , k_{eff} 定义为

$$k_{\text{eff}} = \frac{\text{当前一代中子数} / \text{单位时间}}{\text{上一代中子数} / \text{单位时间}} \quad (6.3-1)$$

中子平均每一代存活时间(中子平均寿命)为 λ ,则当单位时间向其中注入 s 个中子,则:第一代中子数为 s_1 ,第二代中子数为 $s_1 k_{\text{eff}}$,第三代中子数为 $s_1 k_{\text{eff}}^2$,第 n 代中子数为 $s_1 k_{\text{eff}}^{n-1}$ 。

在某一确定时间,次临界堆的中子水平(总中子数)已趋于稳定,则总的中子数 N 可以表达为

$$N = s_1 (1 + k_{\text{eff}} + k_{\text{eff}}^2 + \cdots + k_{\text{eff}}^{n-1}) \quad (6.3-2)$$

按等比级数求和公式,并注意到 $k_{\text{eff}} < 1$, 则可得

$$N = \frac{S_1}{1 - k_{\text{eff}}} \quad (6.3-3)$$

式 (6.3-3) 就代表次临界堆对注入中子数的放大, $\frac{1}{1 - k_{\text{eff}}}$ 为放大倍数, k_{eff} 越接近临界状态, 即越接近 1, 放大倍数越大。对加速器驱动的次临界核能系统, 次临界堆工作在 $k_{\text{eff}} = 0.95$ 左右。即中子放大倍数在 20 左右。

加速器驱动的次临界核能系统作为一个工业规模的核能系统, 当然更关心它的能量放大功能, 也就是说, 更关心它对由散裂靶注入的质子束之束功率放大的功能, 设质子束的束功率为 W_b , $W_b = E_p I_p$, I_p 为质子束流强度, E_p 为质子能量, D 为单位束功率给出的散裂中子数, 与质子能量, 散裂材料和结构有关。则散裂反应注入次临界堆的中子数为 $W_b D$ 。设次临界堆的热功率为 W , 由核裂变产生, 设每次裂变产生 ν 个中子, 释放出的裂变功率为 C_0 , 则有 N 个中子的次临界堆之功率为

$$W = \frac{N}{D} C_0 \quad (6.3-4)$$

将式 (6.3-3) 代入式 (6.3-4), 并代入散裂靶注入的中子数 $W_b D$ 则有

$$W = \frac{C_0}{\nu} \frac{W_b D \varphi^*}{1 - k_{\text{eff}}} \quad (6.3-5)$$

式中: φ^* 为散裂中子有效值, 它是从对裂变功率的贡献大小考虑散裂中子的价值与裂变中子的价值的比值, φ^* 与散裂中子的能量分布和散裂反应发生在次临界堆的位置有关。当散裂靶置于次临界堆堆芯, φ^* 总是大于 1, 通常 φ^* 在 1.1~1.3 之间。

由式 (6.3-5) 可知次临界堆的能量放大倍数的计算式为

$$\frac{W}{W_b} = C \frac{1}{1 - k_{\text{eff}}} \quad (6.3-6)$$

其中 $C = \frac{C_0}{\nu} D \varphi^*$, 对一个已设计确定的系统, C 为常数。所以加速器驱动的次临界核能系统的能量放大倍数与中子放大倍数, 即 $\frac{1}{1 - k_{\text{eff}}}$ 成正比。

如果从单次裂变产生的中子数平衡考虑, 设次临界堆的功率 (或裂变率) 有 f 份额用来供给加速器产生中子。 Γ 为任一到单次裂变功率产生的, 能返回系统, 并重新注入系统的中子数, 则与次临界堆中单次裂变对应的外中子 (散裂中子) 数为

$$S_{\text{ext}} = \Gamma f \quad (6.3-7)$$

与临界堆作比较, 对临界反应堆, 单次裂变产生的中子数为 ν 。与自持稳定状态对应的 $k_{\text{eff}} = 1$, 链式反应每一代消耗的中子数 $\frac{\nu}{k_{\text{eff}}}$ 和产生的中子数 ν 相等, $\frac{D}{k_{\text{eff}}} = \nu$ 。而对加速器驱动的次临界核能系统中的次临界堆, 单次裂变的中子平衡关系则为

$$\frac{\nu}{k_{\text{eff}}} = \nu + \Gamma f \quad (6.3-8)$$

对典型的加速器驱动的次临界核能系统工况, $k_{\text{eff}} = 0.95$, 代入式 (6.3-8) 左端有

$$\frac{\nu}{k_{\text{eff}}} = \frac{\nu}{1 - (1 - k_{\text{eff}})} \approx \nu(1 + 0.05) \quad (6.3-9)$$

与式 (6.3-8) 对比, 可知 $\Gamma f = 0.05\nu$, $\nu = 2.5$ 则 $\Gamma f = 0.125$, 这意味着对加速器驱动的次临界核能系统的典型工况, 每次裂变对应的中子数中, 有 0.125 个是由中能强流加

速器通过散裂供给的, 如果 f 取 0.1, 即次临界堆的热功率有 10% 供给加速器, 则 $\Gamma = 1.25$, 这意味着规一到单次裂变而言, 加速器每消耗单位功率通过散裂靶注入次临界系统的中子数为 1.25 个。

以上讨论, 意味着对加速器驱动的次临界核能系统而言, 平均每次裂变产生的中子数, 将因加速器驱动而比临界堆增加约为 5%, 因此有更多的中子裕量用于核废料核素的嬗变。

1.3 结构组成

20 世纪核能科学技术的成就, 集中反映在两大核工程设施上, 一是各种类型的核反应堆, 二是各种结构的带电粒子加速器。加速器驱动的次临界核能系统则是通过由质子束管和散裂靶构成的结合件, 把这两大核设施耦合在一起, 形成一个全新的核工程设施。加速器驱动的次临界核能系统结构组成可以进行简略的图示, 如图 6.3-2 所示。

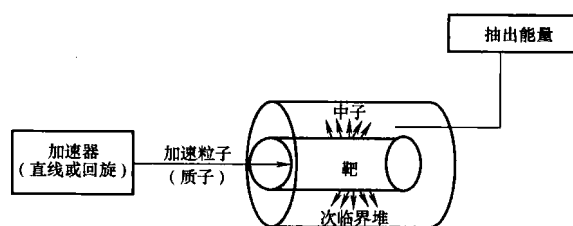


图 6.3-2 加速器驱动的次临界核能系统结构组成示意

从图中可以看出加速器驱动的次临界核能系统在结构上是由三大部分组成, 经过近十几年的研究, 每一部分的物理图像和追求的技术目标, 在原则上都已基本清楚, 简述如下:

1.3.1 加速器

加速器用于加速强流质子, 直线加速器或回旋加速器。

(1) 质子能量为 1~1.5 GeV。

(2) 质子束流为 10~50 mA。

1.3.2 高功率次临界反应堆

在加速器驱动的次临界核能系统中次临界反应堆在加速器驱动下工作在高功率状态。在发展过程中探索过各种堆型, 包括压水堆和重水堆等热中子反应堆, 但都被放弃了。现在核能界形成共识, 要实现加速器驱动的次临界核能系统的工程目标, 只能使用快中子反应堆。

(1) 反应堆热功率为 500~1500 MW。

(2) k_{eff} 为 0.94~0.98。

(3) 冷却剂为液体金属钠或铅—铋共熔体, 或气 (氦) 冷。

1.3.3 结合件

加速器驱动的次临界核能系统实现加速器和次临界反应堆之间的耦合使用结合件, 结合件由质子束管和散裂靶构成。中能强流质子通过束管引入次临界堆堆芯轰击靶件, 由核反应产生中子。但是并非所有产生中子的核反应都能产生足够的中子。加速器驱动的次临界核能系统的中子源, 只能利用散裂反应的散裂中子源。所谓散裂反应, 是指当能量足够高的粒子与原子核发生反应, 使原子核碎裂成较多碎片的过程。这些碎片可以是粒子, 轻离子或大质量的核。当用中能质子轰击具有一定大小的重元素靶时, 随着入射质子的能量增高, 除与原子核发生散裂反应外, 逸出核外的次级粒子还有足够的能量与靶内其他原子核再发生散裂反应。这种核

间的级联散裂反应能一直延续到次级粒子能量降到反应阈能以下为止,于是使重元素靶发射的次级粒子数,包括中子数进一步扩大,由这种过程产生的中子源,称为散裂中子源。散裂中子源的产生中子数与质子能量,靶材料及其几何形状有关。以直径 10cm,长 60cm 的铅靶为例,每个中能质子产生的中子数近似可表示为

$$n = 23.6(E - 0.12) \quad (6.3-10)$$

式中: E 代表以 GeV 为单位的质子能量,0.12GeV 即为散裂反应阈能。由此可推算出 1GeV 的质子在铅靶上可产生约 20 个中子。

2 加速器驱动的次临界核能系统在核电燃料循环中的作用

2.1 裂变核能持续发展面临的问题

21 世纪初,全世界 30 多个国家和地区共有约 450 多座核电厂在运行,为全球提供的电力超过总电力的 16%。我国核电起步较晚,但到 2010 年为止,投入运行的核电机组也将超过 20 个机组,全世界已运行的核电机组,绝大多数为轻水反应堆,因此,轻水堆电站,特别是压水堆核电站发展中提出的问题,将在很大程度上左右裂变核能的持续发展。经过多年的研究和发展,商业规模的压水堆核电站已经可以安全可靠、经济高效地运行。人们在继续提高现有核电机组的性能,精心设计,严格施工,提高安全性和经济性的同时,不能不关注以压水反应堆唱主角的裂变核能系统,在持续发展中的两个战略问题,一个是资源问题,一个是环保问题。

我们关注裂变资源(特别是铀资源)的充分利用和再生,是因为以压水堆核电厂为主的核电燃料循环,铀资源的利用率不到 1%。对铀资源相对贫乏的国家,尤其应关注铀资源的充分利用问题。我国是铀资源相对不足的国家之一。

商用核电厂正常运行时,向周围环境放射性年排放量,已可以小于国际环保组织规定的标准。比相同装机容量的火电厂,通过煤灰排出的放射量要低。因此,即使人们加倍关注环境保护问题的今天,正常运行中的核电厂,从单位装机容量的放射性排放量考虑,裂变核能仍不失为干净的能源。但是,人们注意到核电厂用过后的燃料元件(乏燃料)中含有大量的放射性物质,其中主要是超铀核素和长寿命的裂变产物。一座标准的 1000MW(百万千瓦)轻水堆,假设燃料元件平均燃耗为 50GWD/t,每年将卸出约 23t 乏燃料,在这些乏燃料中有铀、钚和次量锕系核素等重超铀核素约 20t (20t/GW·a),裂变产物 1.1t(1.1t/GW·a)及结构材料和活化产物。

轻水堆以低富集度 ^{235}U 为燃料,在 ^{235}U 富集过程中将产生贫化铀,约为 170~190t/(GW·a),随尾料中 ^{235}U 贫化浓度不同而不同。为了醒目起见,把压水堆核电厂主要核废料列出,见表 6.3-1。

表 6.3-1 压水反应堆核电站核废料主要组成表^①

组 成	名 称	来 源	数 量
1	超铀核素	乏燃料	20t/(GW·a)
2	贫化铀	富集厂尾料	170~190t/(GW·a)
3	裂变产物	乏燃料	1.1t/(GW·a)

① 按标准压水反应堆核电机组为 1000MW (100 万 kW),燃料燃耗深度 50GWD/t 计算。

在乏燃料的超铀核素中有约 35kg 的次量锕系核素和约

50kg 长寿命裂变产物。这几十千克的核废料,总量不多但寿命长,放射性毒性大,它们的最长半衰期可长达二百万年以上,采用迄今已开发被认可的处置方法,把高放废液浓缩、固化、深埋,很难预计上百万年内地质结构变化带来的危险。研究探索核废料的最终处置办法,无疑是关系到核能持续发展的重要课题。国际核能界广泛关注用中子核反应的办法,缓解或消除核废料核素毒性,进行最终处置,减少给人类的生存环境造成的潜在威胁。因此裂变核能要持续发展必须研究核废料的最终处置问题。必须从总体的观点来研究改进和完善核燃料循环,放射性洁净核能系统的概念就这样应运而生了,现在,全世界核能界差不多已取得共识,分离—嬗变是最终处置核废料的最佳途径。

从核物理的观点,核能的应用过程就是各种核素的迁移和嬗变过程。所谓核燃料循环说的正是这种核素迁移和嬗变过程。从中子经济学和放射性嬗变的观点,研究核废料相关核素在燃料循环中的价值问题,将有助于我们对核能系统选择的思考,也将有助于我们研究和改善核燃料循环。

2.2 核废料核素

2.2.1 核燃料循环和核废料核素的构成

核燃料循环,说的是铀资源的开采和使用的全过程,其根本目的是提供能源,但从物质核素迁移的观点,核燃料循环是由各种核燃料加工厂,核反应堆,后处理厂组成的核素转变迁移的工业体系。其中提供中子、实现各种核反应,输出能源的核反应堆是其核心部件,所以核燃料循环,又按核燃料通过反应堆的模式分为下述几种:

(1) 一次通过的开式循环。核燃料元件在反应堆内使用以后作为乏燃料长期储存,在可预计的时间内不再处理。在一次通过的燃料循环的顶端是投入从铀资源中提取加工制造的新燃料元件,燃料循环的末端输出的是现在被称为核废料的乏燃料元件。目前压水堆核电站普遍采用这种循环方式,使用铀的氧化物制造燃料元件称为 UOX-LWR,这种循环模式的缺点是铀资源利用率低,不到 1%,有大量核废料卸出。

(2) 多次通过的闭式燃料循环。把燃料循环末端卸出的乏燃料元件,经过分离把裂变产物分离掉,提取出铀和超铀核素,再送到燃料循环的顶端,与从铀资源提取的新料混合制成新的燃料元件。这里又有两种情况,一种是从核废料中提取出工业钚(各种同位素钚的混合物)制成铀—钚的混合燃料称为 MOX 燃料,在压水堆或快中子反应堆中使用,这种燃料循环方式称为 MOX-LWR 或 MOX-FR,采用 MOX-FR 的循环方式,资源的利用率可以提高到 70% 左右。另一种情况是提取工业钚的同时,提取锕系核素(主要指次量锕系核素),制造成含 MOX-MA 的燃料元件,再在反应堆中使用,这种循环方式,理论上可以把资源利用率提高到 70% 以上。

(3) 全封闭式的核燃料循环。从燃料循环末端废料提取出次量锕系核素和长寿命裂变产物制成靶件放在专门设计的核废料焚烧装置中进行嬗变处置。如果达到全部焚烧掉裂变能利用过程产生的核废料,这样的核燃料循环,就是全封闭的,全封闭核燃料循环过程包括核废料核素的分离与嬗变过程。理想的全封闭核燃料循环,将只需要从顶端补充铀资源,末端排泄出的仅仅是短寿命的裂变产物。要实现理想的全封闭核燃料循环,需研究开发分离工艺和嬗变技术。

2.2.2 从中子经济学的观点看核素的利用价值

广义的说,裂变核能的利用过程就是中子的利用过程,

研究在核燃料循环中如何节省中子,从而达到节省资源,减少核废料放射性毒性的目的,可以用中子经济学一词概括研究的内容。

核废料的最终处置,嬗变次量铀系核素,嬗变长寿命裂变产物,一方面要消耗中子,另一方面次量铀系核素裂变反应要产生中子,而净中子产生数将是评价核素中子学价值的标志。我们注意到,对进入到核循环系统的初始核素而言,直到它被嬗变到最终退出燃料循环的净中子产生数的负值,即中子消耗 D_j 。

D_j 值的大小取决于核素 j 及家族的核特性,核反应的微观截面,也与中子场的特性相关。对快中子能谱许多重要裂变核素均有负的 D 值,就是说均有中子盈利,而对标准压水反应堆谱,则仅有少量核素(^{235}U 和 ^{239}Pu 等)有负的 D 值。负的 D 值表明在燃料循环中利用该核素将有中子盈利,而对快中子能谱超铀核素的中子盈余数超过裂变核素 ^{235}U 和 ^{239}Pu 。这表明,从中子经济学的观点,超铀核素在适当的中子能谱中,是不容忽视的裂变核能资源,也有可观的利用价值。计算表明在标准快中子能谱中,1kg 次量铀系核素对反应堆增殖性能的作用,约相当于 0.6kg 的 ^{235}U 。

2.3 核废料核素的放射性毒性和嬗变

前面我们讨论核废料核素的利用价值,主要是用中子学的观点从核资源充分利用的角度出发的,是一种主动的行为。下面我们从核素的放射性毒性出发讨论核素的利用价值问题,是一种被动行为。裂变能资源是由放射核素组成的,具有天然的放射性毒性,裂变能的开发过程就是核素嬗变过程,但是这种核能开发的核嬗变过程将使放射性毒性增加。核废料核素处置中的嬗变是一个反过程,目的是使核废料的毒性减少,最终是使自然界中的放射性毒性,不因发展裂变核能而增加,使核能在放射性毒性的意义上成为干净的能源。

2.3.1 放射性毒性的定义和分类

核素的放射性毒性由活性与有效剂量系数 e 的乘积表示,计算式为

$$\text{放射性毒性} = e \times \text{活性}$$

活性为该核素每秒的衰变率,以 Bq (Becquerel) 为量度单位 (1Bq=1 衰变数/s)。有效剂量系数 e 是核素活性电离辐射损伤的量度,并考虑了生物权重因子,以 Sv/Bq 为单位, Sv 为电离能量吸收的量度单位。

放射性毒性与核素种类有关,国际辐射防护组织根据不同核素规定不同的年摄入量的限制值。可以由此定义潜在毒性指数计算式为

$$\text{潜在毒性指数} = \frac{\text{每种核素的放射量(活性)}}{\text{核素经口年摄入量限值}}$$

核废料核素分为两类,一重一轻。核废料重核统称为 FWT,又可分为以铀核素为代表的天然核素和以次量铀系核素为主的超铀核素。核废料中的轻核是指裂变产物,裂变产物就核素总数而言有 300~500 种,随冷却时间而定。但是对环境构成威胁的是长寿命裂变产物长寿命裂变产物。核废料重核和长寿命裂变产物对应着两类不同的风险,二者之间存在着依存关系。增加燃耗可以使核废料重核减少,也可以使长寿命裂变产物减少,但增加燃耗受许多工程因素的限制。

现在标准压水反应堆电站的平衡燃耗为 33GWD/t,加深燃耗可达 40~50GWD/t,快中子堆电站为 100GWD/t,甚至更深。核废料核素的放射性毒性随卸料后的冷却时间不

断的衰变,变化规律随各个国家的核能政策,核电堆型,燃料循环模式而不同,但潜在毒性指数随冷却时间有大体相同的规律,如图 6.3-3 所示。分析图 6.3-3 可以得出如下三点结论:

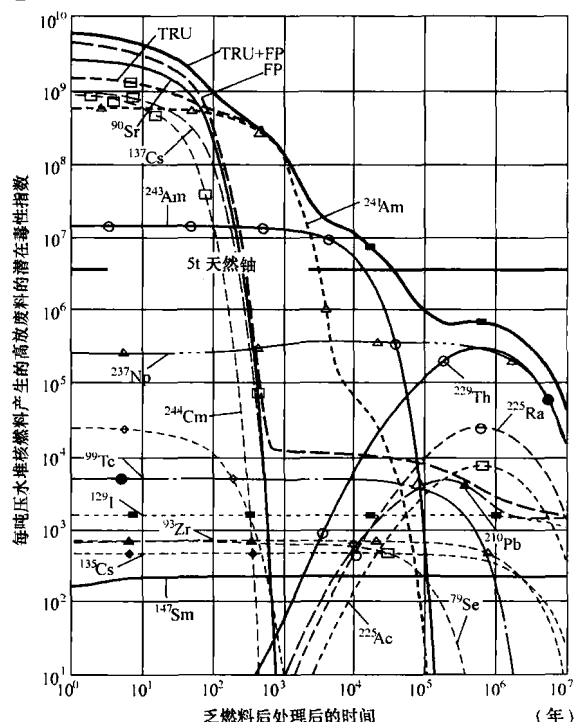


图 6.3-3 压水反应堆产生的高放废料的潜在毒性指数年变化图

(1) 从放射性毒性的观点,分离与嬗变首先涉及的是铀系核素,特别是次量铀系核素中的镅和镎。裂变产物的毒性在一千年以后,至少要比铀系核素的毒性小二数量级。

(2) 从长期地质储存的观点,比较容易流动的裂变产物(例如 ^{129}I) 比铀系核素具有更大风险性。裂变产物 ^{135}Cs , ^{79}Se , ^{99}Tc 和 ^{126}Sn 是玻璃固化废料中的主要剂量贡献者。

(3) 一座标准的 100 万 kW 压水反应堆核电站每年消耗约 20t 新燃料元件,消耗的天然铀矿石约 10^3t ,对应的天然的潜在毒性指数约 10^6 (每吨新燃料)。这表明要在可接受的时间内(例如五百年左右)把乏燃料的单位毒性指数降到原矿石水平,必须通过嬗变处理降低二个数量级。

2.3.2 嬗变目标和策略

通过各种核反应实现核素转化的过程称为核嬗变,主要是指中子的种种核反应过程。在核废料核素的最终处理中专指铀和次量铀系核素的裂变反应转化过程。铀和次量铀系核素是核废料中长寿命放射性核素的主要成分。广义的说,裂变能利用过程就是一个核嬗变过程,而在核废料最终处置中,核嬗变包括两个实际的重要步骤:

(1) 把天然裂变资源燃料核素(铀或钍)及其有放射性毒性家族成员(超铀核素,特别是次量铀系核素)嬗变为短寿命或长寿命的裂变产物。

(2) 把长寿命的裂变产物,特别是那些危险较大的长寿命裂变产物嬗变为可以接受的短寿命核素。

从核废料最终处置的角度,这里第一个过程通常指的是嬗变次量铀系核素,第二个过程说的是嬗变长寿命裂变产物。

描述嬗变速度可以用核废料核素 j 消失一半的时间来表示:

$$T_{\frac{1}{2}}^* = \frac{\ln 2}{\sigma_x \phi \times 3.16 \times 10^7} (\text{年}) \quad (6.3-11)$$

其中 σ_x 为微观中子反应截面, 对第一目标, $x=f$ 指裂变截面。对第二个目标 $x=a$ 指吸收截面, 单位为 b (10^{-24} cm^2), ϕ 为中子通量密度, 单位为 n/cm^2 。

可见嬗变速度与核素自身性质有关, 也与中子场参数 (中子能谱和中子通量密度水平) 有关。正如上面已经指出, 嬗变的目的是使核废料核素的放射性毒性, 降到裂变核能开发前的水平。由图 6.3-3 可知这个过程要靠自然衰变来完成, 需要上百万年的时间。在这样漫长的时间内, 难以避免因地质变迁等因素的破坏使这些核素进入生物圈, 给人类生存造成危害。这是裂变核能开发留下的一种潜在风险, 是公众担心、关注的问题, 是影响裂变核能可持续发展的主要因素。

科学研究证明, 到目前为止, 降低这一风险的唯一途径是用人工嬗变的方法, 用中子轰击核废料核素, 把它们转变为稳定核素或短寿命核素, 然后再送去地质储存。下面我们将分别就次量铀系核素嬗变和长寿命裂变产物嬗变从宏观上作一简单的说明。

2.3.3 次量铀系核素嬗变

次量铀系核素嬗变的目的是通过某种嬗变策略, 使单位电功率压水反应堆核电站产生的次量铀系核素毒性, 不大于所消耗的铀资源核素毒性, 即

$$TOX_{Ac} < TOX_U$$

由图 6.3-3 可知, 要在一个可以接受的冷却衰变时间之后实现这一目标, 需要成百倍的减少次量铀系核素储量, 例如设定把高放废料中的次量铀系核素含量降低 100 倍作为目标。

显然, 要实现这一目标, 次量铀系核素在反应堆中单次通过是不可能达到的, 多次循环是必不可少的。因此必须构成一个理想分离嬗变系统, 把乏燃料中的次量铀系核素分离出来, 再送到燃料循环的起始端, 与易裂变材料混合制成燃料元件再送到反应堆中, 进行再次辐照。

实际上, 在分离过程中, 次量铀系核素不可能完全回收, 将有部分残余留在废料中, 设定留在废料中的铀系核素质量 M_w , 则

$$M_w = LM_F \delta \quad (6.3-12)$$

式中: M_F 为铀系可裂变材料的总质量; L 为在再处理和燃料制造过程中铀系核素损失的份额; δ 为燃料因子, 可以通过可裂变重金属核燃料燃料消耗份额 B 进行估算, $\delta = \frac{1-B}{B}$ 。

在平衡条件下 M_F 等于顶端燃料质量 M_T , 通常它被分成用于焚烧的超铀 (或次量铀系核素) 质量 M_B 和稀释剂 (可增殖的铀) 质量两部分, 用 τ 表示超铀核素 (或次量铀系核素) 在顶端投料中的份额 $\tau = \frac{M_B}{M_T} = \frac{M_B}{M_F}$, 用 R_M 表示废料质量减少因子, $R_M = \frac{M_B}{M_w}$, 可以将 τ 和 R_M 代入式 (6.3-13), 得到一个简单的表示式, 即

$$L = \tau / \delta R_M \quad (6.3-13)$$

可见 L 是废料减少因子 R_M 的函数。当 R_M 一定时, 燃料越深, 燃料因子越小, 允许损失份额越大。当希望放射性指数降低 100 倍, 假设顶端投料无稀释剂 $\tau=1$, 燃料平均燃料消耗 15%, 则将要求 $L \leq 0.18\%$, 即要求在后处理流程中铀系核素的回收率大于 99.8%。可是, 现代燃料制造工艺, 平均燃料消耗 B 目前还不能超过 15%, 所以降低损失, 提

高铀系的回收率 (例如达到 99.9% 以上) 仍是理所当然的追求目标。

不同国家和地区核能开发战略和政策不同, 有不同的分离嬗变发展计划和次量铀系核素嬗变策略。表 6.3-2 对此作了比较, 并简要说明其主要政策驱动因素。

表 6.3-2 次量铀系核素嬗变策略简表

编号	策略 1	策略 2
名称	超铀核素焚烧	Pu 再循环
要点	(1) 从轻水反应堆乏燃料分离铀和超铀核素。超铀核素和铀一块保留, 作为整体焚烧 (2) 用热中子或快中子谱焚烧 (纯焚烧策略) 临界堆 + 加速器驱动的次临界核能系统或纯加速器驱动的次临界核能系统 (3) 驱动因素: 防核扩散	(1) 从轻水反应堆乏燃料中分离出 Pu (工业钚), 用于在热中子堆中再循环, 或以后作快堆投料 (2) 次量铀系核素与长寿命裂变产物在快中子谱加速器驱动的次临界核能系统焚烧, 专用次量铀系核素焚烧炉 (3) 驱动因素: 资源利用

例如引用欧洲核能局 (OECD/NEA) 核能开发委员会制订和建议的铀系焚烧和嬗变研究策略, 其组成如下:

- (1) Pu 在轻水反应堆和 CAPRA 型快堆中焚烧。
 - (2) 两层嬗变策略。
 - 1) 第一层次。轻水反应堆 + CAPRA 型快堆。
 - 2) 第二层次。加速器驱动的次临界核能系统次量铀系核素焚烧炉。
 - (3) 超铀核素在临界快堆中焚烧。
 - (4) 超铀核素在次临界快堆中焚烧。
 - (5) 非均匀策略, Am 和 Cm 在靶件中多次循环。
- 表 6.3-3 所示为这些研究策略的主要假设。

表 6.3-3 欧洲核能局次量铀系核素嬗变研究策略的主要假设

策略	堆/加速器驱动的次临界核能系统	燃料	平衡燃料 GWd/t	后处理方法	回收率 (%)
a	轻水反应堆 (NU)	UOX/MOX	50	湿	99.9
a, b	快堆 (APRA)	MOX	185	湿	99.9
b	次量铀系核素焚烧炉加速器驱动的次临界核能系统	AcN-ZrN	140	干	99.9
d	超铀核素焚烧炉 IFR	Ac-Zr	140	干	99.9
d	超铀核素焚烧炉加速器驱动的次临界核能系统	Ac-Zr	14	干	99.9

图 6.3-4 所示为各种策略对降低放射性毒性与开式燃料循环比较的初步结果, 表明 b、c 和 d 三种嬗变策略均可达到降 100 倍的目标。

2.3.4 长寿命裂变产物嬗变

裂变产物的种类和产额分布, 基本上取决于裂变反应过程, 与中子场参量 (堆型) 无关, 也与裂变核素关系不大。裂变产物的总数虽然有几百种, 但大多数可以在可接受的时间段 (例如 300~500 年) 衰变掉, 因此不用考虑它们的嬗变问题。需要考虑嬗变的是那些大约占 3% 的长半衰期的裂变产物。

长寿命裂变产物嬗变的意义在于使它们的放射性明显的

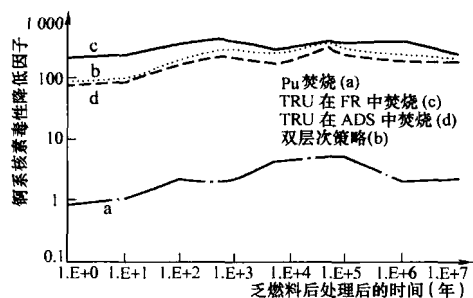


图 6.3-4 锕系废料核素毒性相对开式燃料循环降低倍数
(欧洲核能局研究的初步结果)

减少, 减少的速度远快于地质深埋后自然衰变的速度。

主要长寿命裂变产物的放射性及其产生率见表 6.3-4, 表中放射性值 (以 Sv/g 量度) 是用辐射防护国际委员会 (ICRP) 的数据估计的。产生率是由典型的三批换料方案压水反应堆堆芯用 ORIGEN2 程序计算的, 从表中可以看出 ^{90}Sr 与 ^{137}Cs 由于有比较短的半衰期, 因而有比较大的放射性毒性, 除 ^{107}Pd 外, 所有 β 衰变都伴随着 γ 衰变, 而 ^{107}Pd 由于它的 β 射线能量仅 30keV, 所以它的放射性毒性最小。

长寿命裂变产物的嬗变率把它们放在中子场中, 通过吸收中子而烧毁一半所需的时间来表示, 称为嬗变半衰期

$$T_{\frac{1}{2}}^{\text{tr}} = 3.171 \times 10^{-8} \frac{\ln^2}{\sigma_r \phi} \quad (\text{年}) \quad (6.3-14)$$

式中: σ_r 为中子俘获截面, b ; ϕ 为中子通量密度, $\text{n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$ 。

一种有效的嬗变, 应该有

$$T_{\frac{1}{2}}^{\text{tr}} \ll T_{\frac{1}{2}}$$

式中: $T_{\frac{1}{2}}$ 为自然衰变半衰期。

为了一般的评估嬗变的可能性, 用 ORIGEN2 程序对典型的长寿命裂变产物和快热系统计算了嬗变半衰期, 结果见表 6.3-5。在表中将嬗变半衰期与自然半衰期作了比较, 可以看出六个核素 (^{94}Nb , ^{99}Tc , ^{107}Pd , ^{129}I , ^{135}Cs 和 ^{151}Sm) 在热系统或快系统都是可嬗变的, 是可利用反应堆进行嬗变的对象, 而其他的核, 由于其吸收截面很小, 在反应堆内嬗变就很困难, 为了进行有效嬗变, 必须有极高的中子通量密度水平。因此, 虽然它们在热系统中的俘获截面比在快系统中的高, 但由于热系统的中子通量密度低, 并不能提供益处。然而, 对一个给定的系统, 在局部地区提供软化的中子谱可以提供较好的嬗变效率。

表 6.3-4 主要长寿命裂变产物的放射性性质
和压水反应堆的产生率

同位素	衰 变		产生率	放射性
	类型	半衰期		
^{79}Se	β^-	$6.5\text{E}+4^c$	0.066	8.259
^{90}Sr	β^-	29	6.07	$1.169\text{E}+5$
^{93}Zr	β^-	$1.5\text{E}+5$	8.04	1.045
^{94}Nb	β^-	$2.0\text{E}+4$	$8.1\text{E}-6$	$1.410\text{E}+1$
^{99}Tc	β^-	$2.1\text{E}+5$	8.54	$6.056\text{E}-1$
^{107}Pd	β^-	$6.5\text{E}+6$	2.34	$1.048\text{E}-3$
^{126}Sn	β	$1.0\text{E}+5$	0.30	6.306
^{129}I	β^-	$1.6\text{E}+7$	1.96	$2.969\text{E}-1$
^{135}Cs	β^-	$2.3\text{E}+6$	2.76	$8.532\text{E}-2$
^{137}Cs	β^-	30	10.65	$4.190\text{E}+4$
^{151}Sm	β^-	89	0.15	$1.281\text{E}+2$

表 6.3-5 长寿命裂变产物的可嬗变性

同位素	俘获截面		半衰期	半嬗变期		纯同位素 可嬗变性
	快中子	热中子		快中子	热中子	
^{79}Se	0.002	0.33	$6.5\text{E}+4^c$	$1.1\text{E}+4$	666	否
^{90}Sr	0.01	0.08	29	$2.2\text{E}+3$	$2.7\text{E}+3$	否
^{93}Zr	0.09	1.03	$1.5\text{E}+5$	244	213	否
^{94}Nb	0.22	4.22	$2.0\text{E}+4$	100	52	存疑
^{99}Tc	0.45	9.32	$2.1\text{E}+5$	49	24	可
^{107}Pd	0.53	2.79	$6.5\text{E}+6$	42	79	可
^{126}Sn	0.007	0.03	$1.0\text{E}+5$	$3.1\text{E}+3$	$7.3\text{E}+3$	否
^{129}I	0.35	3.12	$1.6\text{E}+7$	63	70	可
^{135}Cs	0.07	2.48	$2.3\text{E}+6$	314	89	可
^{137}Cs	0.01	0.03	30	$2.2\text{E}+3$	$7.3\text{E}+3$	否
^{151}Sm	2.09	660	89	11	0.33	可

表 6.3-6 可嬗变长寿命裂变产物的
同位素组成和俘获截面

同位素	同位素组成 (wt%); 俘获截面
Nb	^{93}Nb (90.0; 0.41), ^{94}Nb (10.0; 4.22)
Tc	^{98}Tc (8E-4, not available), ^{99}Tc (99.999 2; 9.32)
Pd	^{104}Pd (18.75; 0.66), ^{105}Pd (32.84; 3.79), ^{106}Pd (15.54; 0.28), ^{107}Pd (19.47; 2.79)
I	^{108}Pd (13.38; 7.08), ^{109}Pd (0.02; 0.28) ^{137}I (22.98; 4.89), ^{129}I (77.02; 3.12)
Cs	^{133}Cs (76.41; 10.6), ^{134}Cs (0.292; 11.3), ^{135}Cs (16.83; 2.48), ^{137}Cs (6.47; 0.03)
Sm	^{150}Sm (63.90; 14.8), ^{151}Sm (2.55; 660), ^{152}Sm (26.27; 74.5), ^{154}Sm (7.28; 1.51)

表 6.3-7 可嬗变长寿命裂变产物的
嬗变必要性的分离需求

同位素	嬗变必要性				同位素 分离需求
	毒性	半衰期	储存效果	存量	
^{94}Nb	高	长	低	很低	弱
^{99}Tc	中等	长	高	高	否
^{109}Pd	低	长	低	中等	强
^{129}I	中等	长	很高	中等	弱
^{135}Cs	中等	长	中等	中等	强
^{151}Sm	高	短	低	低	弱

一般认为长寿命裂变产物的同位素分离是很困难的, 而且是很昂贵的。因此, 如果需要先分离后嬗变, 则从实际的观点出发, 这种嬗变也不是有效的。对上面所列六个核素的组成及其对应的标准压水反应堆中子谱的俘获截面见表 6.3-6, 从表中可以看出, 为了有效的嬗变, ^{135}Cs 特别需要进行同位素分离, 因为在铯元素中 ^{133}Cs 和 ^{134}Cs 有很大的重量份额, 而且俘获截面都很大, 直接嬗变, 将会产生附加的 ^{135}Cs , 此外 ^{137}Cs 要发射很强 γ 射线使铯元素的操作和分离都面临着很多的困难。 ^{107}Pd 也需要同位素分离才能更有效的嬗变。相反, ^{151}Sm 由于有很大的俘获截面, 尽管 ^{150}Sm 的重量份额很大, 却不需要同位素分离。对 ^{129}I 同位素分离没有强烈的需求, 因为 ^{127}I 的份额相对较小, 而俘获产物 ^{128}I 很快就衰变为 ^{128}Xe , 半衰期仅 25 分。 ^{99}Tc 不需要进行同位素分离。

在长寿命裂变产物嬗变中考虑的另一因素是对地质储存的影响, 这一影响可以用嬗变减少向生物圈泄漏剂量风险来量度。很清楚 ^{129}I 和 ^{99}Tc 是向生物圈释放剂量率的主要贡献

者,因为它们有很高的地质化学迁移性。碘和钨都溶于地下水,很难被岩石吸收。长寿命裂变产物从储存库中泄漏的可能或泄漏率高度依赖于库的工程设计和壁垒的材料性质。

表 6.3-7 中总结了 6 种可嬗变长寿命裂变产物的特性,分别列出了它们的放射性毒性半衰期,迁移性及其分离需求。我们注意到,剂量风险是基于直接储存乏燃料作估算,而减少泄漏剂量风险是用放射毒性与迁移的乘积来量度,这样嬗变优先排列顺序为 ^{129}I 、 ^{99}Tc 、 ^{135}Cs 、 ^{94}Nb 、 ^{151}Sm 和 ^{107}Pd 的嬗变需求不是很高的,因为 ^{151}Sm 有比较短的半衰期,而 ^{107}Pd 则由于毒性低,因而储存剂量率低。但是,为了有效地嬗变 ^{135}Cs ,特别需要同位素分离和很高的中子通量密度[大于 $1.0 \times 10^{16} \text{ n}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$]而且是在热中子谱中。所以,不进行同位素分离,实际被选中的要进行嬗变的长寿命裂变产物核素是 ^{129}I 和 ^{99}Tc 。

值得庆幸的是最受关注的长寿命裂变产物核素 ^{129}I 和 ^{99}Tc 可以通过简单的中子俘获反应嬗变为短寿命或稳定的核素。 ^{99}Tc 吸收中子生成 ^{100}Tc 后,衰变成 ^{100}Ru ,半衰期仅仅 15.8 秒,子核 ^{100}Ru 进一步吸收中子后也仅生成稳定的或短半衰期核素。 ^{99}Tc 和 ^{100}Ru 在热中子能区的吸收截面与中子速度成反比。 ^{99}Tc 在 5.6eV 有一个大的共振峰,在高能量有一系列小的共振峰,共振面积约 340b,这表明在超热能量,对 ^{99}Tc 能进行很有效的嬗变。 ^{100}Ru 的吸收截面比 ^{99}Tc 小得多,所以 ^{99}Tc 嬗变为 ^{100}Ru 后, ^{100}Ru 将缓慢地转换为 ^{101}Ru 或 ^{102}Ru ,这意味着在反应堆中 ^{99}Tc 的嬗变将使反应性增加,当然这是一个非常小的效应。

因为不稳定核素 ^{128}I 、 ^{130}I 、 ^{131}I 与 ^{132}I 的半衰期很短, ^{127}I 和 ^{129}I 俘获中子后主要分别转换为 ^{128}Xe 与 ^{130}Xe 。 ^{127}I 转换成 ^{129}I 的机会很小,因为 ^{128}I 很快就会衰变成 ^{128}Xe ,这样 ^{127}I 和 ^{129}I 都通过中子俘获嬗变为氙的稳定核素。在热中子能区, ^{127}I 、 ^{129}I 和 ^{130}Xe 的吸收截面都与中子速度成反比,但 ^{129}I 与其他二个核素相比有很大的吸收截面, ^{129}I 也有一系列共振峰,但比 ^{99}Tc 的小,仅为约 36b。 ^{130}Xe 的吸收截面也明显地比 ^{129}I 的小,所以在热中子堆中 ^{129}I 靶件的燃耗也将使反应性增加。

关于 ^{129}I 和 ^{99}Tc 在反应堆中嬗变的靶件材料已有几种被研究过了,通常建议 ^{99}Tc 的嬗变用金属靶,而 ^{129}I 则用碘化物的形式如 NaI 、 CaI_2 、 CeI_3 、 PbI_2 、 CeI_3 、 YI_3 等。

钨和碘不同,钨可以均匀的装载在燃料中,而碘要和燃料混合却很困难。在高通量堆 Petten 中的实验得到结论,使用钨金属和碘化钠,从材料相容性和后处理的观点,均无技术上的限制。

2.4 引入加速器驱动的次临界核能系统构造放射性洁净核能工业园

2.4.1 宏观物理研究的结论

放射性洁净核能系统,首先是一个有资源再生能力,可以充分利用铀资源的核能系统,同时它又是一个全封闭的核燃料循环系统,这个系统输出裂变电能,排泄出的仅仅是从放射性长期风险的观点,可以接受的中短寿命裂变产物,是比较“干净”的核能系统。再生铀资源,不仅要使核能发展过程中产生的大量贫化铀转换为工业铀,而且需要嬗变核废料中的超铀核素,作为裂变资源利用。还要嬗变长寿命裂变产物,这就需要足够的中子。中子学基本研究表明:

(1) 从中子经济学的观点证明,目前核电运行中的热中

子反应堆(主要指压水反应堆)不可能实现这一目标。宏观物理研究证明,在热中子能谱中子场中,进入核能系统的核素除 ^{235}U 和 ^{239}Pu 以外,所有核素,从它们进入系统,直到经过各种核反应转化为稳定核素或短寿命核素为止,整个核素族的中子价值,净中子产生率是负的,单次裂变的中子产生数或负中子消耗(—D)也是负值,是一个纯中子消耗过程。使用具有热中子能谱的核能系统不能实现放射性洁净核能系统的目标。

(2) 在快中子场中,核素的中子价值指标,净中子产生率或单次裂变中子产生数(—D)都是正的。特别是核废料中重要的核素次量锕系核素的中子价值都是正的,表明快中子能谱系统可能有足够的中子余额,用来增殖易裂变核素或嬗变核废料核素。因此使用具有快中子能谱的核能系统,才有可能实现放射性洁净核能系统的目标。

2.4.2 堆芯工程设计的制约

上面我们指出,在快中子能谱中可能实现放射性洁净核能系统的目标。事实上,研究表明如果一开始就采用快中子反应堆作为裂变核能利用的唯一堆型,不仅资源可以充分利用,而且放射性毒性也可以比使用压水反应堆降低二个数量级,实现放射性洁净的目标。不幸的是以热中子反应堆作为核电站主要堆型已成为历史发展的现实,而且在很大程度上也是核能开发历史发展的必然。热中子反应堆核电站卸出大量乏燃料,积累了足够数量的工业铀才有可能发展快中子反应堆核电站,也是一种裂变核能发展的规律。现在的问题是,我们是否可以不受任何制约的利用快中子反应堆来烧掉核废料,实现洁净核能系统的目标,答案是否定的。原因是以增殖核燃料和嬗变次量锕系核素为目的的快中子反应堆,设计上还受到许多工程安全因素的制约。

临界反应堆要安全运行,必须保证有负的反应性系数和适当的缓发中子份额,而这两者都与提高中子的平均能量和增加次量锕系核素装料量相矛盾。快中子反应堆的设计中,为了提高增殖比,为了提高对次量锕系核素焚烧效率,都要使中子能谱硬化,提高堆中子的平均能量,而中子能谱硬化将使反应性系数变正。目前商用核电站的快中子反应堆平均能量小于或等于 300keV,而为了嬗变次量锕系核素,希望平均中子能量达到 600~700keV。在日本和法国都研究过专门用于焚烧次量锕系核素的临界特制堆芯(焚烧炉),探索大量装载次量锕系核素的可能性。研究表明,这将导致安全参数恶化。安全参数恶化分两个方面,一方面是缓发中子份额降低,这是由于 Np、Am 和 Cm 等次量锕系核素缓发中子份额很低的原因,见表 6.3-8。缓发中子份额 β 值是临界堆超临界反应性的最大限定值,这个限值越低,安全运行难度越大^①。压水反应堆中 β 约为 0.71%。MOX-FR 中 β 约为 0.3%,随着次量锕系核素装料增加,整个反应堆平均缓发中子份额将减少,例如 $\beta < 0.10\%$,这将难以在临界状态下实现安全运行。

表 6.3-8 主要核废料核素的缓发中子份额 β

Nuclide	β	Nuclide	β
^{238}U	0.017 2	^{241}Pu	0.005 35
^{237}Pu	10.003 88	^{242}Pu	0.006 64
^{238}Pu	0.001 37	^{241}Am	0.001 27
^{239}Pu	0.002 14	^{243}Am	0.002 33
^{240}Pu	0.003 04	^{242}Cm	0.000 377

① 反应堆物理表明,当反应堆超临界反应性,达到 1B(1\$) 就将发生瞬发临界事故,所以实际运行的临界反应堆都规定超临界反应性必须 1/3 β 。

另一方面,在快中子系统中,中子能谱变硬,将增大正的反应系数,特别是,如果 ^{238}U 装料也减少,使多普勒效应变小,进一步促进正反应性系统增大,超过安全设计的限值。由于安全参数的恶化,使得焚烧微量铀系核素的特制临界反应堆在工程上不难成为现实。

作为一个具体例子,引用对欧洲快堆 EFR,如以 Np 代替 ^{238}U 将对安全参数带来的冲击的估算结果。从图 6.3-5 可以看出,代替份额越大,冲击越大。当代替量达到 10%时, β_{eff} 值将减少 15%,而 Na 空泡系数却增加了 20%。

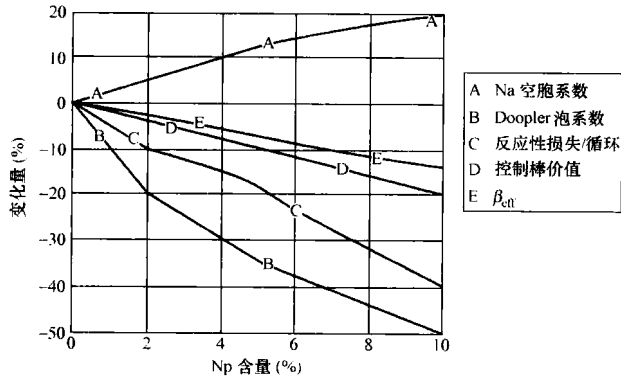


图 6.3-5 在快堆装 Np 对安全参数的影响举例

目前根据各种研究结果,可以说,在临界的快中子反应堆中微量铀系核素最大允许装料量,在重核素中所占质量的比例约为 5%,而对轻水反应堆约为 1%~2%。

2.4.3 构造放射性洁净反应堆工业园

由上面讨论可知,要利用快中子能谱,又要避免安全参数限值的制约,有效焚烧微量铀系核素和长寿命裂变产物的必然之路是开发加速器驱动的次临界核能系统技术,用中能强流质子加速器驱动快中子次临界反应堆,构成一个新的核能系统。这一系统较少受安全运行参数(正反应性系数和缓发中子份额)限值的制约,中子能谱和微量铀系核素装载量都有较大的选择余地。引入加速器驱动的次临界核能系统以后,就可以由热中子反应堆,快中子反应堆和加速器驱动的次临界核能系统组合成反应堆工业园,组合模式和要求组合的结果必须使中子裕量 $G > 0$ 。设轻水反应堆,快堆和加速器驱动的次临界核能系统所占比例分别为 δ_{LWR} 、 δ_{FR} 、 δ_{ADS} 则要求

$$G = \delta_{\text{LWR}} G_{\text{LWR}} + \delta_{\text{FR}} G_{\text{FR}} + \delta_{\text{ADS}} G_{\text{ADS}} \geq 0$$

各种堆型的中子裕量的准确值很难确定,不仅与堆型有关还决定于具体设计。可供参考的评估数值见表 6.3-9。

表 6.3-9 各种堆型中子裕量的估计值

堆型	UOX-LWR	MOX-LWR	MOX-FR	Pu+MAADS
G	-0.10	-0.14	+0.88	+1.12

从表 6.3-9 中我们注意到,只有 MOX-FR 和 Pu+MAADS 中子裕量是正的,而后的裕量更多一些。

要构造放射性洁净的核能系统,除提高分离回收效率,达到 99.9% 以上外,关键是选择各种堆型,组成放射洁净的反应堆工业园。

放射性洁净反应堆工业园,在满足中子裕量的基本前提下,存在多种组合模式,其中有代表性组合模式如下:

(1) UOX-LWR→MOX-FR→ADS

在这种组合模式中,由轻水反应堆核电站积累工业钚,供给快中子反应堆电站装料,把微量铀系核素放在加速器驱

动的次临界核能系统中焚烧。这种组合模式中,加速器驱动的次临界核能系统在反应堆工业园中所占份额约为 5%~10%,见图 6.3-6。

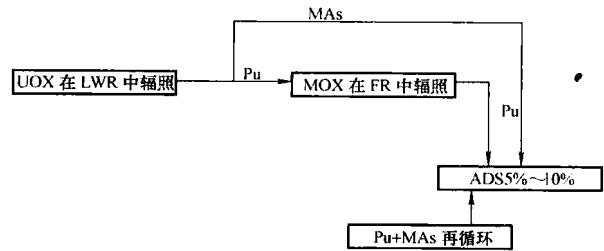


图 6.3-6 UOX-LWR→MOX-FR→ADS 组合

在这种组合模式中,加速器驱动的次临界核能系统焚烧微量铀系核素,对压水反应堆的支持比应约为 10。

如果支持比降低,则要求加速器驱动的次临界核能系统所占的份额变大。

(2) UOX-LWR→MOX-LWR→ADS

UOX-LWR 产生的工业 Pu,再在轻水反应堆中以 MOX-LWR 形式再循环使用,然后提取工业钚和微量铀系核素一起送去加速器驱动的次临界核能系统焚烧,见图 6.3-7。据报道,差不多 6 座 UOX-LWR 能产生 1 座 MOX-LWR 所需装料。表 6.3-10 给出在轻水反应堆一次循环中超铀核素的产量。

从表 6.3-10 中,我们注意到在轻水反应堆中使用 MOX 燃料将使某些铀系核素,(Am 和 Cm)有明显的增高,这就使得在这种反应堆工业园组合模式中加速器驱动的次临界核能系统所占比例增高,例如加速器驱动的次临界核能系统约占 15%,UOX-LWR 占 74%,MOX-LWR 约占 10%。加速器驱动的次临界核能系统的支持比约占 5%。

表 6.3-10 轻水反应堆一次循环的超铀核素产量

类别	产量 Twh
Pu 产量/UOX-LWR	28.5
Np 产量/UOX-LWR	1.7
Am 产量/UOX-LWR	1.6
Cm 产量/UOX-LWR	0.3
加工 MOX 燃料元件	193.8
Pu 燃烧/MOX-LWR	61.9
Np 产量/MOX-LWR	0.5
Am 产量/MOX-LWR	9.6
Cm 产量/MOX-LWR	2.6
超铀核素在 ADS 中燃料率	120

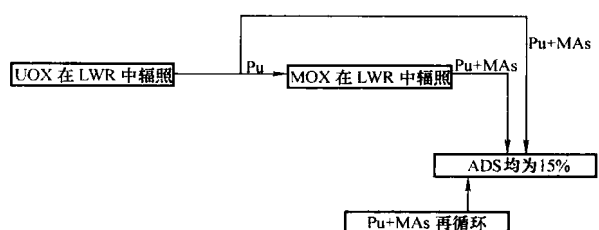


图 6.3-7 UOX-LWR→MOX-LWR→ADS

(3) UOX-LWR→ADS

如果不希望把 Pu 和微量铀系核素分别提出,采用表 6.3-7 中的策略 1, UOX-LWR 产生的 Pu 和微量铀系核素一起送到加速器驱动的次临界核能系统去焚烧,图 6.3-8 所

示为这种组合模式，其中加速器驱动的次临界核能系统约占 20%。

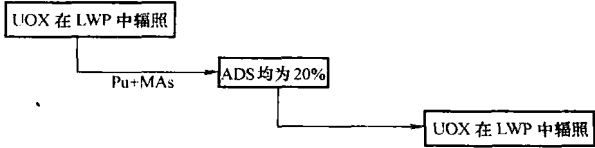


图 6.3-8 UOX-LWR→ADS 组合

(4) 加速器驱动的次临界核能系统与逐步退出战略。在这个战略中 UOX-LWR 的乏燃料，长期库存，直到逐步关闭所有 UOX-LWR 电厂，然后从库存燃料中分离出 Pu+次量铀系核素在加速器驱动的次临界核能系统中焚烧。据报道，德国就计划采用一战略，德国预计到 2025 年，将有 15 000t 乏燃料，160tPu 和 20t 次量铀系核素，假设用 4~5GW 容量加速器驱动的次临界核能系统，用 50~70 年时间烧掉这些超铀核素。

综上所述，我们从研究核废料核素的价值开始，探讨加速器驱动的次临界核能系统在核燃料循环中的作用，可以有下述结论。

(1) 中子学研究证明，核废料核素有明显的中子学价值，是重要的裂变能资源。裂变能资源相对贫乏的国家，尤其应重视核废料核素的利用。

(2) 裂变能的开发使核素总体的放射性毒性成百倍增加，对人类生存构成极大的潜在风险。研究利用核废料，对其作最终处置，使放射性毒性，从总体上回归到自然资源水平，有极大的环境效益，也是核能界的职责所在。

(3) 开发加速器驱动的次临界核能系统技术，利用中子嬗变核废料核素，作为最终处置手段是各国核能界的共识。但是各国裂变核能开发的历史和现状不同，核能政策各异，开发加速器驱动的次临界核能系统的路径也有所不同。这种不同，主要表现在次临界堆冷却剂的选择上，虽然都尚处在研究探索阶段，钠冷却和铅-铋冷却是目前两种主要研究路线。

各种加速器驱动的次临界核能系统研究开发路线的共同目标，是引进加速器驱动的次临界核能系统，最终使裂变核能成为全封闭的干净的燃料循环系统。

(4) 放射洁净核能系统关注核废料的最终处置，更关心裂变资源的充分利用。而要实现这两个目标，都需硬化反应堆（临界或次临界）中子能谱，提高中子平均能量，以增加对核废料核素的嬗变能力和资源利用能力，同时提高易裂变核素的增殖比，缩短易裂变核素的倍增周期。因此，超快中子能谱相关的物理、热工和材料问题是放射性洁净核能系统构造中，反应堆工程研究的重点。

(5) 核能系统要达到放射性洁净的目标，必须改进和提高后处理分离技术，提高核废料核素的回收率，特别是应该关注长寿命裂变产物的回收率。

3 加速器驱动的次临界核能系统面临的关键技术问题

3.1 加速器驱动的次临界核能系统中的强流质子加速器技术

3.1.1 概述

强流质子加速器有着广泛而又重要的科学和应用价值。它可用来驱动次临界反应堆，构建加速器驱动的次临界核能系统；还可用于中微子工厂、μ 子对撞机等高能物理领域；

也可以作为散裂中子源，为凝聚态物理、辐射物理、材料科学、生命科学、航天科技和生命科学等学科的发展提供重要平台。因此，近十年来，强流质子加速器的研究正成为国际加速器界的一个重点，美国、日本、欧洲、俄国以及韩国和印度均提出了各自的高功率质子加速器（HPPA）建造计划，有的已经开始建造。在国家重点基础研究发展规划项目（即“973 计划”）的支持下，我国也已开展强流质子加速器的研究，用于洁净核能生产的目的是。图 6.3-9 显示了目前高功率质子加速器在世界各国发展的现状和趋势。

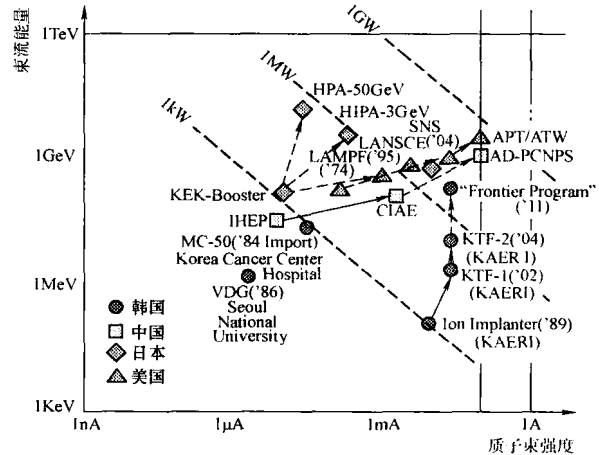


图 6.3-9 高功率质子加速器在世界各国发展的现状和趋势

加速器驱动的次临界核能系统对加速器的要求是中能（大于 1GeV）和强流（大于 20mA），并应具有低束损、高效率、稳定可靠的性能。加速器驱动的次临界核能系统对加速器新的技术挑战主要源于束流流强的提高、加速器功率的提高以及对加速器可靠性、稳定性要求的提高。

中能强流加速器技术的发展方向和趋势是将现有的强流加速器技术从当前的水平提高一到两个数量级，以适应加速器驱动的次临界核能系统发展的需要。为达到这一目的，人们必须在优质束流产生，减小束流传输损失、增加加速器效率、提高加速器可使用率这几方面作出巨大的努力。

强流加速器的技术基础研究将集中开展高占空比或连续波（CW）运行的加速结构研究和提高加速器运行可使用率研究。加速器的可使用率是指运行的可靠性（Reliability）、可使用性（Availability）、易维修性（Maintainability）和易检修性（Inspectability），简称 RAMI。

中能强流加速器不但要求离子源能够提供 50mA 以上甚至高达百毫安量级的质子束流，而且要求束流具有优良的束流品质，低发射度，高质子比，低气耗量，这不仅对离子源提出了新的挑战，也给强流束的传输提出了新的课题，研究强流高品质离子源及适合强流束的控制、聚焦、脉冲化元件以及强流束的束流传输理论研究都将是对加速器技术的挑战。

除了对质子产生的要求以外，为了保证加速器的可操作和可维修性，尽量减少束流损失以减少其感生放射性是加速器驱动的次临界核能系统加速器设计能否实现的一个关键问题。因此，强流束的输运及束流损失机理研究已成为加速器物理中一个活跃的领域。强流加速器需耗费大量能源，应根据不同要求采用合理的加速结构，以提高加速器的效率，这不仅仅是出于经济上的考虑，更重要的是考虑到它对冷却、结构上的要求。在不同的能量段，也要采用不同的加速

结构。

3.1.2 质子束的能量与强度的选择

从提高加速器效率的角度出发,要达到相同的束流功率,当然选择高流强、低能量。低能量也因缩短加速器长度而节省了加速器造价。但是,从产生散裂中子的效率角度看,质子束能量应该大于 0.8 或 1GeV。图 6.3-10 所示是给定束流功率下散裂中子产额随质子能量的变化曲线。中子产额在 1GeV 质子能量附近有最大值,而在 1~3GeV 区间,散裂中子产额与质子功率近似有正比关系,如果低于 1GeV,中子产额迅速下降。因此,美国的散裂中子源 SNS 选择了 1GeV,而欧洲的 ESS 选择了 1.33GeV。

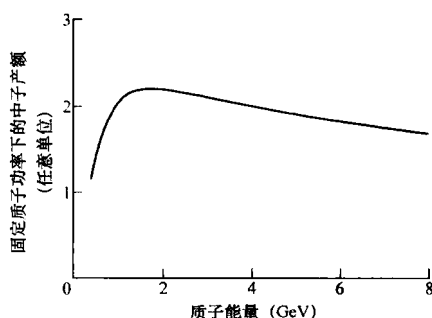


图 6.3-10 散裂中子产额随质子能量的变化关系

当然,质子束能量的选择还会受到其他因素的影响。比如,靶的热负载能力,在束功率较高时,能量高一些,可使靶上的热功率密度低些,比如美国的 APT。另外,若还要考虑其他用途,也可采用较高的能量。比如日本 J-PARC 项目,由于高能物理的需要,散裂中子源的质子能量取为 3GeV。从 3GeV 快周期同步加速器出来的束流除了作为散裂中子源外,还要注入 50GeV 的同步加速器中,为高能物理研究提供束流。

3.1.3 加速器类型的选择

作为加速器驱动的次临界核能系统的驱动系统,强流质子加速器可以选择直线加速器也可以选择圆形加速器。选择的依据应当以低束损、低建造费和运行费、高可靠性为准则,以强流加速器的目前工艺水平为基础,来考虑加速器类型的抉择。

从建造和运行经费上来看,显然圆形加速器比直线加速器更加紧凑、造价和运行费也低,因此,圆形加速器一直是人们期望用于强流质子加速器的一个选择。目前,瑞士 PSI 的 590MeV、1.8mA 回旋加速器是功率最高的回旋加速器,它是两级分离扇型。C. Rubbia 的能量放大器计划正推动强流回旋加速器向更高功率发展。一般认为,回旋加速器可以达到 5MW 束流功率,而要超过此水平向 1GeV、10mA 发展,将会遇到严峻的技术挑战。这里主要需要克服两个方面的难题:随着流强提高到近 10mA,在中心区附近,回旋加速器不能为具有强空间电荷效应的束流提供足够的聚焦力;高能量、高流强束流在引出边沿处的圈距太小,很难做到无束流损失的引出。另外,目前回旋加速器的失束率也与直线加速器差不多,进一步提高其可靠性,同样是一个新的挑战。

目前,人们更多地倾向于采用直线加速器,是因为强流直线加速器的理论和技术发展较成熟,技术风险较小。而回旋加速器在强流领域除 PSI 外,没有太多技术经验,而且强流回旋加速器中的粒子动力学研究也比直线加速器中复杂,对空间电荷效应的研究还不算深入。但是,其良好的投资效益比,正吸引人们投入更多精力去研究。

3.1.4 可使用率 (RAMI) 技术的应用

可使用率常用于核电、航天工程技术,近年来也开始应用到加速器设计之中。它通过对加速器子系统以及关键元件的故障模式与故障次数的仔细分析,来定量地给出其可靠性和可使用率。

元件的可靠性用两次故障之间的平均时间来衡量 (MTBF)。为了提高加速器的可靠性,其中的关键部件,必须要有好的质量和长的寿命,以降低事故率和更换率。为克服它出事故的影响,可安排一些热备用元器件。在加速器的设计中,对一些关键部件要留出富余量,不要设计满负荷状态。为减少出现电击穿的概率,加速器最大电场的设计应当留有充分的余地。对于加速器驱动系统,可利用多台加速器驱动一台反应堆,并安排一台备用加速器,也是提高可靠性的有效方法。

为了便于维护,可采用模块化的加速器结构。比如直线加速器,可以把加速器的高能段分成许多结构相似的模块,每块都预先在实验室里完成安装、准直和调试。当某一模块出故障时,可用备用的模块较快地换下故障模块,而减少维护时间。

要建立快速的监控系统,以保证尽快地发现事故或事故隐患,以便及时处理。这需要在线束流诊断、快速数据处理以及在控制中心的直观图像表示。除了进行束流诊断外,最好还要对易于出故障的元件也进行测量监控,以便防患于未然或尽早地找出事故和排除故障。

在加速器设计阶段,需要利用可使用率程序对加速器系统及子系统进行可靠性分析,以便得到一个优化的设计,使它既符合可使用率要求,又最经济。这样的计算机分析程序已经出现。

这里需要指出的是,在实际加速器设计中,这些关键技术难题是密切相关的,特别是,它们往往是相互矛盾的。比如,为了降低束流损失,需要采用较大的加速腔孔径,但这样会降低加速器效率。又比如,可靠性要求射频四极加速器 (RFQ) 中采用较低的翼间电压,但是,射频四极加速器的电压低了,束流的传输效率会下降,束流丢失增多,同时,丢失的束流又可能引起击穿,而降低可靠性。因此,加速器的设计应是考虑诸多因素的折中和优化过程,需要对多个方案进行比较分析。

3.1.5 低束流损失

对于强流加速器,控制束流损失是一个十分重要而又困难的任务。束流损失在机器上所产生的感生放射性,会阻碍人们对机器必要的手工维护。因此,在加速器高能段必须将束流损失率控制在 0.1~1nA/m 的限度内。

强流束的空间电荷效应会引起束流发射度的增长和束晕的形成。强流束高密度核的外围弥散着少量粒子,称之为束晕,束晕粒子的振幅很大,最容易丢失在器壁上,导致束流的丢失。因此,人们需要从物理上弄清束晕形成的机理,从技术上寻找控制束流损失的设计方法。目前,人们已经从理论上认识到,加速器与束流的不匹配是产生束晕的一个重要原因,它会引起强流束电荷密度随时间的振动,束流粒子在一定条件下与之共振地交换能量,获得能量而远离束核,成为束晕粒子。另外,不同自由度之间的能量交换也会导致束晕的形成。不过,人们对束晕的研究还处于定性研究的阶段,还不能准确预言一台实际加速器中的束流损失。另外,理论研究的结果也还需要更多的实验来证实。在脉冲运行模式下,瞬态束流负载效应会引起束流损失。瞬态期间射频场幅值和相位的变化,会破坏束流的匹配状态。LAMPF 加速

器上的测量显示,瞬态期间的束损产生的放射性是稳态时的2~3倍。

束流准直误差也是引起束流损失的一个因素。准直误差可能来自聚焦透镜的安装误差。对于要注入环中的束流,用于束流脉冲化而采用的束流切割器,其脉冲上升和下降期间对束流的部分偏转,也会导致束流的准直误差。

根据目前人们对束晕的理论研究和实验观察,匹配设计和均温设计是强流加速器物理设计的基本方法。为了定量地研究束晕现象,需要采用大量粒子进行计算机模拟。关于束晕的各种非线性理论需要实验的进一步证实。在能够准确地定量描述束晕之前,人们还只能采用大的孔径比(束管半径与束流半径的比),目前设计的一些加速器的孔径比达15倍。孔径比越大,束晕粒子丢失的可能性越小。实现大的口径比,需要大的束流管道和对束流的强聚焦。

控制束损的另一个手段是使束损局域化。它采用一系列束流准直锥,使束晕粒子丢失在这些确定的地方。然后采用遥控装置装卸它们,并将它们输运到热室进行处理。沿直线加速器,在一些分段处要安装它们;直线加速器与环之间的消色差高能传输线上,要在色差最大处安装准直锥,以去除纵向束晕,线上其他地方也要安装它们,来消除横向束晕粒子。

连续波运行模式的直线加速器有利于减少束流损失。一方面,它避免了脉冲瞬态过程中的束流丢失,另一方面,在平均流强相同的条件下,连续波模式的束团流强较小,空间电荷效应下降,有利于避免束晕的形成和束流发射度的增长。

3.1.6 强流质子直线加速器

就加速器驱动的次临界核能系统要求的强流质子直线加速器来说,1GeV的质子束需要连续波运行或者高占空比运行,其束功率应当达到几十兆瓦的水平。为达到这一水平,

强流质子直线加速器应当从当前的平均流强为几十微安、占空比只有0.1%的水平经过如图6.3-11所示的几个发展阶段。首先,达到平均流强为几百微安、占空比1%的脉冲强流阶段。其次,达到平均流强为几毫安、占空比10%的脉冲强流阶段。所谓的脉冲强流阶段就是采用直线加速器将束流加速到上百兆电子伏,然后注入一个快周期同步加速器中,一方面进一步提高能量到大于GeV的最终能量,另一方面进行粒子数累积,进行脉冲压缩,以适应散裂中子源对时间结构的要求。所谓的脉冲强流阶段就是采用直线加速器将束流加速到大于GeV的最终能量,然后注入一个累积环中,只进行粒子数累积,形成短脉冲结构。上述两个阶段正在建造和实验阶段,在此基础上,最终达到连续波运行的功率为几十兆瓦的加速器驱动的次临界核能系统加速器模式。

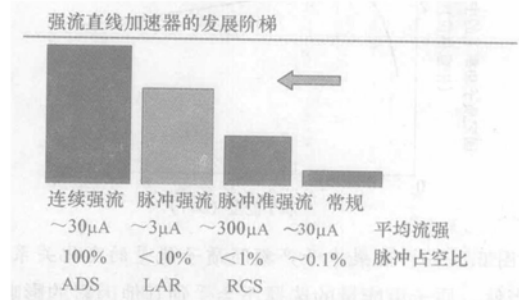


图 6.3-11 强流质子直线加速器的发展阶段

强流质子直线加速器一般由离子源、低能传输线(LEBT)、射频四极加速器、中能传输线(MEBT)、漂移管加速器(DTL)和腔耦合漂移管加速器(CCDTL)、腔耦合加速结构(CCL)或者超导加速器(SCL)构成,图6.3-12所示是一台强流质子直线加速器的组成示意图。

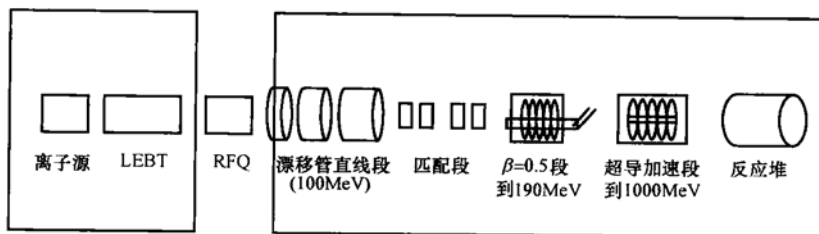


图 6.3-12 强流质子直线加速器的构成示意图

质子直线加速器提高流强的困难主要集中在低能段,此时低能束强烈的空间电荷效应会使束流品质变坏。射频四极加速器加速结构集束流的横向聚焦、纵向聚束和加速为一体,使来自离子源的低能连续束在保持良好品质的条件下实现聚束并提高能量。另外,它紧凑的结构比以前使用的高压静电加速器优越得多。射频四极加速器出现后,一些低能强流加速器计划纷纷提出,并进行了一些强流加速器关键技术的开发。

3.1.7 回旋加速器

相对于直线加速器,回旋加速器因在造价等方面所具有的优势而与直线加速器一样受到人们的重视。但是强流回旋加速器进一步提高束流功率将遇到比较大的困难,一直困扰着强流回旋的发展。

世界上最高流强的大型回旋加速器是PSI的Ring Cyclotron,它可以在590MeV下引出2mA,使得其束流功率超过1MW(如图6.3-13所示)。它是一个建造下一代高功率回旋加速器的很好的范例。

强流回旋中的最大特点是强的空间电荷效应。束流损失的控制是所有强流加速器必须解决的问题。引起束流损失的问题包括:频移造成穿越共振线或失去轴向聚焦,纵向和水平方向的耦合造成发射度增加和相空间扭曲,束流集体不稳定性,镜像电荷的作用,非线性空间电荷力造成束晕的产生。束流负载大,高频系统的控制、安全连锁问题、离子源束流和设备的稳定性都是需要特别注意的方面。强流回旋中束流损失的关键部位是它的中心区。高性能加速器一般不采用内离子源方案,因为它的寿命短,稳定性差,高频负载大,流强也不高。采用外离子源强流时要求很高的注入电压以克服注入线上的空间电荷效应、纵向聚束和横向聚焦。

解决强流回旋中束流损失问题的方法:

提高注入能量,既可以减小注入线上的空间电荷效应,也可以减小加速器中心区的空间电荷效应。但是它受到离子源吸极电压、聚束器电压和静电偏转镜电压甚至中心区设计的限制。可考虑采用强流射频四极加速器作为第一级加速器。

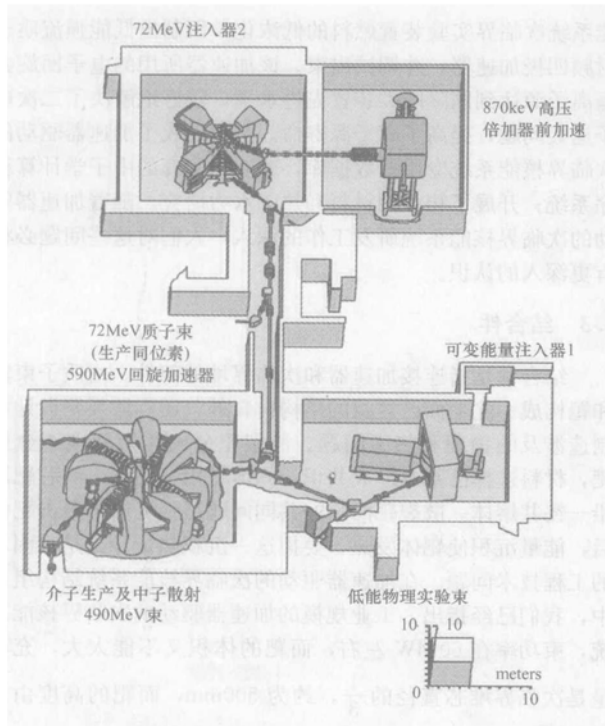


图 6.3-13 世界上最高流强的 PSI 回旋加速器

提高高频加速电压,有利于减小加速圈数,从而减小空间电荷力的累积效应和相邻束团的影响,有利于减小束流负载效应。

采用平顶波加速以增加束团长度,可以减小空间电荷密度、减小能量分散即纵向与径向的耦合、补偿纵向空间电荷效应,控制加速过程中束晕的产生。

3.2 高功率次临界反应堆

在传统的反应堆物理中,人们总是把次临界反应堆和低中子水平联系在一起。从原理上说反应堆处于次临界,即使有外中子源存在,也会逐渐趋向一个稳定的很低中子水平。这里外中子源通常说的是用同位素通过 (α, n) 或 (γ, n) 反应制作的中子源或用 ^{252}Cf 制成的自发裂变中子源。这些中子源强度一般小于 10^8 n/s ,而在加速器驱动的次临界核能系统中的次临界堆则不同,它的外中子源是由中能强流加速器加速质子形成的散裂反应中子源,中子强度可达 10^{17} n/s ,所以加速器驱动的次临界核能系统中的次临界堆是工作在高功率状态,是指一种运行工况,于是给反应堆工程带来一些新的关键性技术问题。

3.2.1 中子学

加速器驱动的次临界核能系统次临界堆中有两类中子,一类是散裂源中子,平均中子能量很高,由靶的结构冷却方式而不同,一般平均能量在 5 MeV 以上,最高中子能量达到 GeV 量级。而裂变中子平均能量为 2.2 MeV ,最高中子能量不超过 20 MeV 。对加速器驱动的次临界核能系统工作的典型工况, $k_{\text{eff}} = 0.95$,次临界堆中散裂中子数所占份额不超过 5% ,因此,次临界堆内 95% 以上的中子仍为裂变中子,可以预计中子输运规律,与传统的反应堆中子输运规律基本相同,各种现在用于反应堆设计研究的中子输运计算程序仍然基本可用。但是加速器驱动的次临界核能系统中中子学设计中仍有几个关键技术问题有待研究解决。

(1) 核数据库的扩展和完善。首先现有的反应堆设计计算程序所用中子数据库中子能量均在 20 MeV 以下,有的仅有 10 MeV 。加速器驱动的次临界核能系统中,由于有散裂

中子存在,数据库的能量应向中能区扩展,例如扩展到 50 MeV 甚至更高。其次加速器驱动的次临界核能系统建造的主要目标是嬗变超铀核素,构造放射性洁净核能系统,因此需要超铀核素的核数据,而现有数据库中超铀核数数据不全,已有的某些超铀核素的微观数据也需进行再评价。

(2) 加速器驱动的次临界核能系统次临界堆中子平均能谱,从建造目的来说,应该比现有的以发电为目的的快中子反应堆中子能谱还要硬一些。一般商业电站快中子反应堆平均中子能量为 $100 \sim 300 \text{ keV}$,而加速器驱动的次临界核能系统次临界堆中平均中子能量应在 $500 \sim 600 \text{ keV}$,这是因为加速器驱动的次临界核能系统以嬗变次量纲系核素为首要目的,而次量纲系核素均为阈裂变核素,显然中子能谱越硬,嬗变效率越高,支持比越大。对这样超快中子能谱的堆芯,尚未经过工程检验的中子学设计计算程序。

(3) 加速器驱动的次临界核能系统次临界堆堆芯有一几何线度可以和堆芯几何线度相比较的散裂靶。以 800 MWt 的加速器驱动的次临界核能系统原型试验设计堆芯为例,堆芯直径约为 150 cm ,而散裂靶的直径约为 60 cm ,所以次临界堆堆芯呈套式结构,而且套型堆芯区和散裂靶区中子能谱有极大的差别,所以加速器驱动的次临界核能系统中中子学设计面临几何空间和中子能谱都很不均匀问题。中子通量密度在空间和能谱上的不均匀将带来热功率密度分布不均匀,影响总功率水平的提升,影响安全设计指标。

3.2.2 冷却剂和热工水力学

就总体上说,加速器驱动的次临界核能系统还处在工程设计概念研究阶段,涉及工程技术的实质性的问题尚在初期探索之中,不可能把深层次的工程技术问题提出来,冷却剂和热工水力学问题也是这样。

经过几十年的研究发展,核工程技术已经有一个完整的体系。新的科目提出后,总是在原有工业技术基础上前进发展和创新。加速器驱动的次临界核能系统的冷却剂选择研究也是这样。人们在发展快中子反应堆的过程中,已经知道可用的冷却剂是金属钠、铅或铅—铋共熔体和氦气。在加速器驱动的次临界核能系统物理概念研究、中子学实验研究以及工程概念设计研究中都选用了这几种冷却剂。金属钠作冷却剂已有几十个堆年的运行经验。但由于钠—水反应、钠泄漏可能引起钠燃烧(钠火)等安全问题,产生了异议。尽管如此,在金属钠冷快中子反应堆基础上发展加速器驱动的次临界核能系统,无疑是比较现实的选择。

在加速器驱动的次临界核能系统中选用金属钠作冷却剂,在沿用钠冷快堆的工程技术经验的基础上还将面临液态金属与散裂靶和散裂靶管材料之间的相容性等工程技术问题,而这些问题只能在进行工程设计研究阶段才能充分认识到。

自从 C. Rubbia 提出以铅作冷却剂的能量放大器概念之后,各国的核能界都很关注铅(或铅—铋共熔体)冷却剂的快中子堆系统的研究,已经发表的加速器驱动的次临界核能系统工程概念设计研究方案,例如意大利的 XADS 和韩国的 HYPER 都是以铅作冷却剂的。其实在快中子堆研究发展初期,人们就已经注意到了铅作冷却剂。但是由于铅的密度大,腐蚀性强,用铅作冷却剂在工程上将面临极大的困难,那时就被排斥在商业快中子堆用液态金属冷却剂之外。俄罗斯曾建成过用于特定目的的铅冷快中子反应堆,但是热功率仅几十 MW ,而有经济价值的商用快中子堆。热功率将在上千兆瓦水平,所以尽管人们仍在探讨铅冷快中子加速器驱动的次临界核能系统的问题,但是能否在工业上实现,仍然

是未知数。

3.2.3 核燃料元件

无疑核燃料元件是裂变核能系统的核心。已经成熟的是铀氧化物(UOX)或铀—钼的氧化物(MOX),可以预计,早期在工业上实现的加速器驱动的次临界核能系统很可能也是使用氧化物燃料,但是加速器驱动的次临界核能系统的主要目的是嬗变次量锕系核素。含次量锕系核素的氧化物燃料的生产制备无疑将有许多技术上的难题,而且加速器驱动的次临界核能系统要构造放射性洁净核能系统,追求比目前已建成的快中子反应堆还要深的燃耗,因此选用碳化物或氮化物燃料是追求的目标,人们特别关注氮化物燃料。燃料元件材料的选择必须与后处理工艺结合起来,而碳化物或氮化物的溶解(水法分离)或熔化(干法分离)工艺流程都还处于初期探索阶段,达不到工业规模的水平。

3.2.4 材料问题

加速器驱动的次临界核能系统次临界堆芯结构材料,由于处在超快中子场,所以将面临比商业快中子堆芯材料更严峻的考验。特别是结合件的靶窗材料,它处于超快中子场环境,而且还将接受中能强流质子的轰击。

材料与核燃料一样,直接牵涉到核能系统的安全,因此除制造工艺的试验测试之外,还应经受工程运行的实际考验才能实际应用。人们看好9Cr—1Mo马氏体钢,已经进行了大量的实验研究,已经用于一些工程概念设计中,但这还未必就是最终选择。

总之,加速器驱动的次临界核能系统用高功率次临界反应堆,目前还处在工程物理概念设计研究阶段,许多国家都在开展工程概念设计,并对相关工程技术展开了广泛的研究。在国家“973计划”的支持下,我国已经开展了加速器驱动的次临界核能系统的物理和技术基础研究,取得了与国际上大体同步的认识。我国完成了加速器驱动的次临界核能系统方案的优化研究;建成了快—热耦合的次临界中子学实验装置——“启明星一号”,实现了加速器驱动的次临界核

能系统次临界实验装置燃料的低浓化;研制出低能强流质子射频四极加速器,并调试出束。该加速器所用的电子回旋共振离子源达到国际同类装置先进水平,较好地解决了二次电子返轰问题,提高了离子源寿命。初步建成了加速器驱动的次临界核能系统专用核数据库,建立了配套的中子学计算程序系统;开展了相关的材料和热工水力研究。随着加速器驱动的次临界核能系统研发工作的深入,人们对这些问题必将有更深入的认识。

3.3 结合件

结合件是指连接加速器和次临界堆的部件,由质子束窗和靶构成。除上面已述及的结构材料外,还有散裂靶设计和制造涉及的物理和热工问题。散裂靶分固体靶和液态金属靶,材料选择已基本形成共识。固体靶用金属钨,液芯靶用铅—铋共熔体。散裂靶面临的共同问题是强流质子轰击靶体后,能量沉积使靶体发热,要把这一沉积热量导出是很困难的工程技术问题。在加速器驱动的次临界核能系统结构组成中,我们已经指出,工业规模的加速器驱动的次临界核能系统,束功率在60MW左右,而靶的体积又不能太大,充其量是次临界堆芯直径的 $\frac{1}{3}$,约为500mm,而靶的高度由质子穿透能力决定,也在500mm左右,所以工业用加速器驱动的次临界核能系统散裂靶的平均功率密度将大于150kW/L,接近目前运行的原型快中子反应堆水平,而散裂靶区的导热环境,例如热量分布的均匀性,流道阻力都比快中子堆堆芯差得多。目前已发表的工程概念设计,为散裂靶设计建造独立的导热系统,并建造了小型铅—铋回路,开展材料腐蚀和相容性实验,并有国际合作的工程试验计划。

总之,结合件是实现加速器驱动的次临界核能系统工程目标的关键之一,尚处在研究试验阶段,谈论工程应用还为时尚早。

第4章 其他先进核能系统

1 气冷快堆

1.1 气冷快堆概述

气冷快堆系统是第四代核能系统中6个候选系统之一。气冷快堆系统包括气冷快堆及其燃料循环系统，本章仅介绍气冷快堆本身。

第四代核能系统 (Generation IV Nuclear Energy Systems, Gen-IV) 概念最先是在1999年6月召开的美国核学会年会上提出的。美国、法国、日本、英国等国家在2000年组建了第四代核能系统国际论坛 (Generation IV Nuclear Energy Systems International Forum, 简称 GIF)。第四代核能系统研发总目标是计划在2030年左右, 向市场上提供具有良好经济性和安全性, 废物易于管理和处理, 具有防止核扩散特性的第四代核能系统。2000年5月, 第四代核能系统国际论坛的成员国根据第四代核能系统的目标, 选择了6种系统作为进一步研究和发展的候选对象, 这6种第四代核能系统的名称和特性见表6.4-1。

表 6.4-1 6种第四代核能系统的名称和特性

系统中文名称	系统英文名称	堆芯中子能谱
钠冷快堆系统	Sodium-Cooled Fast Reactor System (SFR)	快谱
铅冷快堆系统	Lead-Cooled Fast Reactor System (LFR)	快谱
气冷快堆系统	Gas-Cooled Fast Reactor System (GFR)	快谱
超高温堆系统	Very-High-Temperature Reactor System (VHTR)	热谱
超临界水冷堆系统	Supercritical-Water-Cooled Reactor System (SCWR)	热谱
熔盐堆系统	Molten Salt Reactor System (MSR)	热谱

气冷快堆是采用氦气冷却的快中子反应堆, 并采用高温氦气直接透平, 其燃料循环采用闭式循环。气冷快堆由于采用布雷顿 (Brayton) 直接循环气体透平, 主热系统可采用2个回路设计, 这与钠冷快堆主热系统一般采用3个回路不同。图6.4-1所示是气冷快堆主热传输系统示意图。

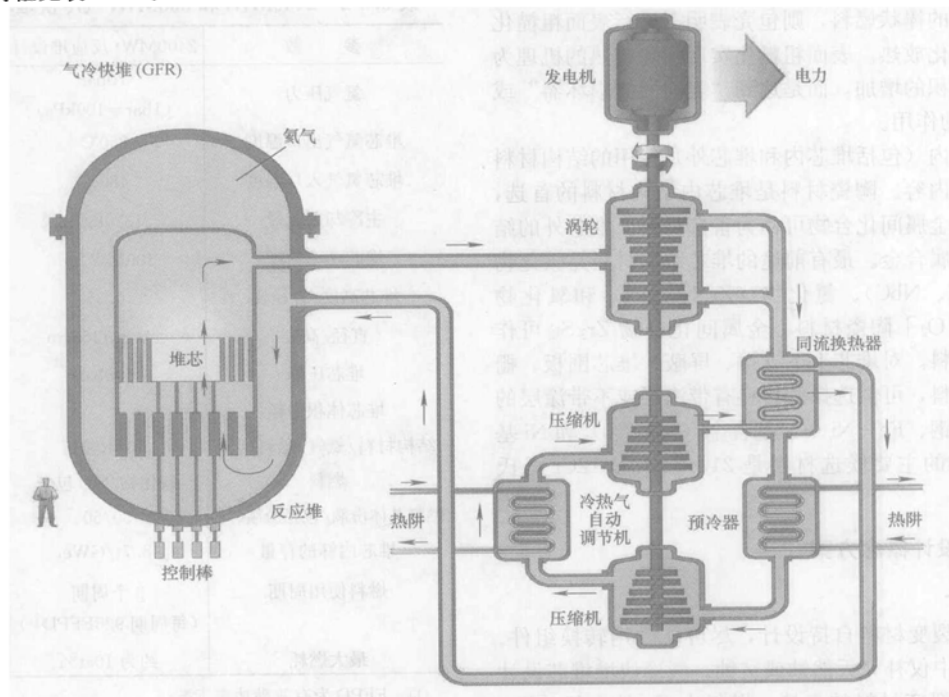


图 6.4-1 气冷快堆主热传输系统示意

第四代核能系统有4个总体目标, 包括可持续性、经济竞争性、安全可靠、防扩散和实体防卫等。与第四代核能系统中的其他5个系统相比, 气冷快堆在可持续性方面的初步评价价值排在前列。

1.2 气冷快堆发展目标

发展气冷快堆的主要目的是有效利用铀资源 (对 ^{238}U 的利用) 和对锕系核素的进行有效处理。设想采用回收所有锕系核素的闭式燃料循环路线, 以及采用现场燃料处理和制

造循环装置。这可以减少核材料的运输。燃料后处理既可以采用先进水法后处理流程, 也可以采用电解精炼工艺或其他干法处理流程。

气冷快堆具有高温气冷堆的部分特点, 比如易于模块化, 采用直接循环氦气透平可实现电站厂房紧凑布置, 堆芯材料采用难熔化材料等。这些特点对提高经济性有利。

气冷快堆在第四代核能系统中处于特殊的地位, 作为快中子谱反应堆, 它是液态金属冷却快堆的补充。另外, 由于采用闭式燃料循环技术路线, 可认为它是超高温堆系统的

“可持续”模式。气冷快堆尽管可用于支持产氢，但预期主要用于发电，并同时对接量铀系核素进行嬗变处理。

1.3 气冷快堆研发

1.3.1 气冷快堆技术基础

对于气冷快堆，在早期其英文简称为 GCFR (Gas Cooled Fast Reactors)。在 20 世纪六七十年代，美国、欧洲和前苏联对其进行过研究。气冷快堆的技术基础包括热中子谱气冷反应堆电厂的试验和验证经验，以及快中子谱气冷反应堆设计基础。早期的试验和验证项目包括英国的 Dragon 项目，德国的 AVR 和 THTR 项目，美国的 Peach Bottom 和 Fort St Vrain 项目。近期开展的验证项目包括日本的气冷反应堆 (HTTR)，中国的高温堆 (HTR-10)，南非在设计建造的 300MWth 高温气冷堆验证电厂 (PBMR)，以及美国和俄罗斯正在合作设计的高温堆 (GT-MHR) 等。另外，为超高温堆系统研发的高温材料技术也是气冷快堆发展的重要技术基础。

1.3.2 气冷快堆主要研发内容

验证气冷快堆的可行性需要解决一些重要的挑战性技术。因为气冷快堆在燃料、燃料循环工艺和安全系统方面有大的技术差距。需要开展的研发内容主要包括：燃料和材料、燃料循环工艺、反应堆系统、设计研究和安全验证用的计算机程序等。

对于气冷快堆的燃料，目前还处于概念方案阶段。不论是在高温气冷堆颗粒状燃料基础上发展还是基于棒状/板状燃料，都面临许多挑战性技术难题。比如，采用类似液态金属冷却快堆使用的棒状燃料，则包壳表明需进行表面粗糙化加工，目的是强化放热。表面粗糙化实现强化放热的机理为主要不靠散热面积的增加，而是达到“表面层流损坏器”或“紊流增进器”的作用。

反应堆容器内（包括堆芯内和堆芯外）使用的结构材料也是主要的研发内容。陶瓷材料是堆芯内结构材料的首选，复合金属陶瓷、金属间化合物可作为备选材料。堆芯外的结构材料可选用金属合金。最有前途的堆芯结构材料是碳化物 (SiC、ZrC、TiC、NbC)、氮化物 (ZrN、TiN) 和氧化物 [MgO、Zr (Y) O₂] 陶瓷材料。金属间化合物 Zr₃Si₂ 可作为反射层结构材料。对堆芯上下支撑、屏蔽、堆芯围板、栅格板等的结构材料，可供选择的材料有带涂层或不带涂层的铁素体—马氏体钢、Fe—Ni—Cr 基合金 (Inco800) 和 Ni 基合金。压力容器的主要候选材料是 21/4Cr 和 9-12Cr 马氏体钢。

1.4 气冷快堆设计概念方案

1.4.1 堆芯设计

堆芯采用易裂变材料自持设计，尽可能少用转换组件。在燃料循环过程中仅补充天然铀或贫铀。气冷快堆堆芯设计的目标是堆芯易裂变材料的自持。燃料中 Pu 的含量 [Pu/(U+Pu)] 在 15%~20% 之间，铀系元素化合物在堆芯中体积份额在 20%~25% 之间。堆芯采用中子反射效果很好的材料 (Zr₃Si₂) 做反射层，堆芯形状采用最少中子泄漏的几何尺寸，即高度与直径之比足够大，理想值是 1。采用碳化物或氮化物燃料，实现重金属核素的含量尽量大。对于氮化物燃料，¹⁴N 通过 (n, p) 反应产生 ¹⁴C，而 ¹⁴C 是半衰期很长的放射性核素。这是采用氮化物燃料缺点，除非通过对天然氮 (由 99.64% 的 ¹⁴N 和 0.36% 的 ¹⁵N 组成) 进行同位素分离，用富集 ¹⁵N 的氮制造氮化物燃料。

为了有运行在很高温度以及对裂变产物极好的滞留潜

力，考虑了几种类型的燃料：复合陶瓷燃料，先进的颗粒燃料，采用陶瓷材料做包壳的铀系核素化合物燃料。复合陶瓷燃料是最好的燃料选择。可供研发选择的燃料包括大 (U, Pu) C 内核和薄覆层的颗粒燃料，金属陶瓷芯体和陶瓷包壳燃料。

堆芯结构目前一般设计成由棒状元件或板状元件组成的组件，或棱柱形组件组成。

在热工方面，堆芯设计的首要目标是限制正常工况下的燃料温度；第二个目标是保持堆芯在事故情况下的良好冷却能力并限制燃料温度。为此采用了设计限值或限制，选用高热导率的难熔燃料，堆芯功率密度不超过 100MW/m³ 等。气冷快堆堆芯的体积份额为氦气冷却剂的体积份额 40%~50%，组件结构材料和非燃料组件约占 10% 的体积，燃料的体积份额约 40%~50%。燃料中 50%~62.5% 体积是铀系元素化合物，其余是惰性基体材料。

高温气冷堆的堆芯功率密度一般小于 10MW/m³，压水堆在 100MW/m³ 左右，金属冷却快堆大于 200MW/m³，而气冷快堆一般在 50~100MW/m³。当堆芯功率密度一定后，机组的功率决定了堆芯的体积。H/D 比接近 1 的堆芯可减少中子泄漏，有利于堆芯实现易裂变材料的自持。机组功率的增加有助于实现堆芯实现易裂变材料的自持，且对燃料组件的挑战性技术要求会少些，因此气冷快堆的功率一般选 600~2400MWt 范围。表 6.4-2 所示为气冷快堆两个功率水平的堆芯设计参数。

表 6.4-2 2400MWt 和 600MWt 气冷快堆堆芯设计参数

参 数	2400MWt 反应堆设计	600MWt 反应堆设计
氦气压力	70bar (1bar=100kPa)	70bar (1bar=100kPa)
堆芯氦气出口温度	850℃	850℃
堆芯氦气入口温度	480℃	480℃
主冷却剂流量	1320kg/s	330kg/s
堆芯功率密度	100MW/m ³	100MW/m ³
堆芯高度/直径比	0.35	0.9
直径/高度	444cm/155cm	200cm/180cm
堆芯压降	0.6bar	0.4bar
堆芯体积份额		
结构材料/氦气/燃料(%)	10/40/50	10/55/35
燃料	碳化物/SiC 包壳	碳化物/SiC 包壳
燃料芯体份额/包壳份额(%)	50/50	70/30
堆芯内铀的存量	8.7t/GWe	9.3t/GWe
燃料使用周期	3 个周期 (每周期 926EFPD ^①)	3 个周期 (每周期 441EFPD)
最大燃耗	约为 10at%	约为 5at%

① EFPD 为有效满功率天数。

1.4.2 安全设计

采用碳化物或氮化物，SiC 作为燃料基体或元件结构材料，这类燃料具有难熔和运行温度相对低的特点，正常运行时燃料温度限制在 1200℃ 以下。

事故余热排出系统可采用强迫氦气循环或氦气自然循环。对于强迫氦气循环，约百分之几正常冷却剂流量的氦气就能保证堆芯的冷却。对于氦气自然循环，需要把热交换器设置在高处，需要设计合适的背压。背压是堆芯功率密度、热交换器高度、堆芯冷却剂压降等的函数，是设计难点之一。事故余热排出系统的设计趋势是强迫循环和自然循环的

组合,不排除采用其他措施,比如注入重密度气体。

对未能紧急停堆的预期瞬态等工况的模拟分析计算表明,堆芯状态变化平缓,且能维持在“自然”稳定状态。

1.4.3 系统设计

法国、美国和日本提出了几个气冷快堆的系统设计方案,这些设计方案基本是一致的。汽轮机入口气体压力为7MPa,这样发电效率可以达到约47%。气冷快堆采用前后紧接的双安全壳设计,安全壳最大能承受2MPa的压力。这就要求很厚的安全壳。图6.4-2所示为电功率小于300MWe气冷快堆的厂房示意图。

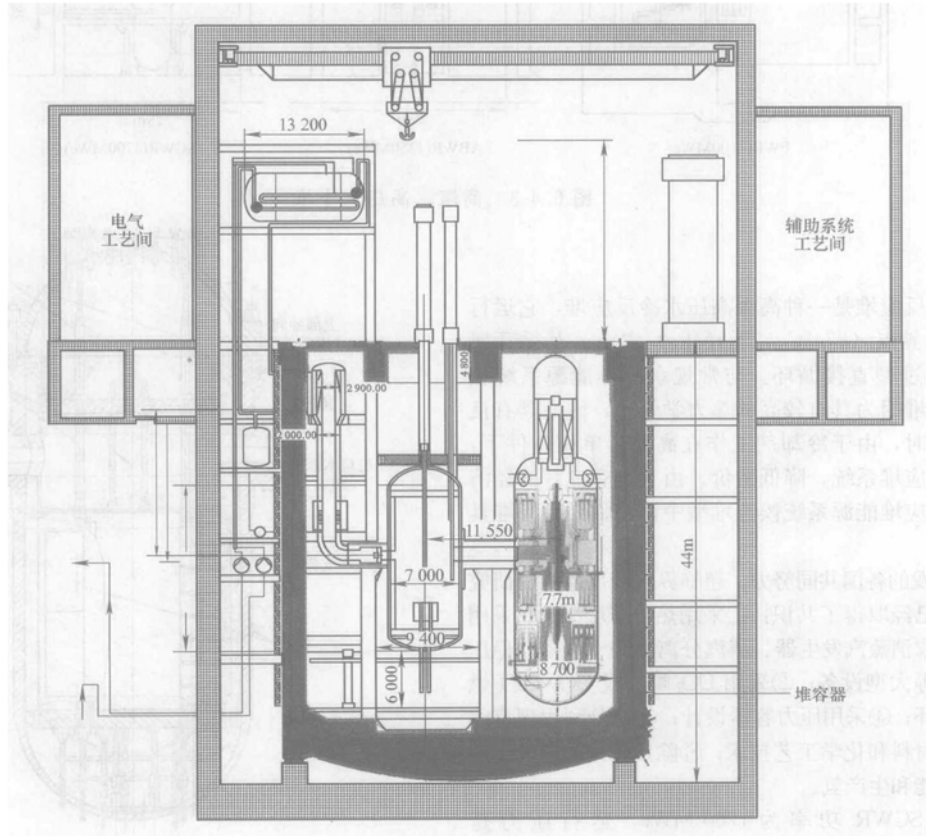


图 6.4-2 气冷快堆反应堆厂房和余热排出系统示意

气冷快堆是第四代核能系统中的设计概念,还处于研究阶段。对于气冷快堆,采用创新型的燃料和余热排出系统采用气体作为工作介质是两大技术难题。另外,前述的一些设计趋势还不能认为是确定的,许多技术方案还未确定,有待研究以改进和选定方案。

气冷快堆工程发展需要解决大量创新性和挑战性技术。国际上普遍认为,在气冷快堆的研发路线图中应包含建造一个小功率实验堆的环节。

2 超临界水冷堆(SCWR)核电厂

2.1 概述

SCWR(Super Critical Water Cooled Reactor)是高温、高压水冷堆,在水的热力学临界点(374℃、22.1MPa)以上运行。超临界水冷却剂能使热效率比现在的轻水堆高约1/3,此外还简化了核电厂配套设施(BOP)。

图6.4-3中,PWR指压水堆核电厂,ABWR指先进沸水堆核电厂。

(1) SCWR可以看作从压水堆逐步简化的结果。

对建造成本的初步评估表明双安全壳结构是明显的经济负担。需要对反应堆系统设计方案进行研究,比如设计低的背压(0.5~0.7MPa)以降低对安全壳的设计要求。

采用直接高温氦气布雷顿循环(反应堆出口氦气温度为850℃,压力为5~7MPa)的设计方案有很大的技术挑战性。作为实现高温气体直接循环的前一步,应研究氦气作为一次冷却剂并工作在稍低温度,超临界的CO₂作为二次冷却剂的间接循环模式。采用这种技术方案可以共享研发超高温堆所获得的技术。

(2) PWR 去掉蒸汽发生器和稳压器→BWR。

(3) BWR 将外置再循环泵改成内置再循环泵→ABWR。

(4) ABWR 去掉内置再循环泵→ESBWR。

(5) ESBWR 去掉汽水分离器和再循环→SCWR。

(6) BOP 大大简化的原因是,冷却剂在反应堆中不存在相的变化,可直接与能量转换设备相连接。

(7) SCWR 系统主要用于高效发电。它的堆芯设计方案有两种,热中子谱堆芯或快中子谱堆芯。在此基础上,SCWR 系统可以选择一种堆芯管理方案。因此,该系统提供了两种燃料循环方案:一种是在热中子堆上的开式燃料循环;另一种是在快中子堆上的闭式燃料循环,在中心位置以先进水处理为基础对锕系元素实施完全再循环。

可以参考的设计有美国能源部资助、Idaho 国家工程和环境实验室等研究设计的 SCWR,功率为1700MWe,运行压力为25MPa,反应堆出口温度为510℃,也可能会达到550℃;日本东芝、日立和东京大学联合研究的 SCPR,功率为1000MWe,运行压力为25MPa,反应堆出口温度为508℃。燃料均采用UO₂。采用的非能动安全系统类似于简化沸水堆。

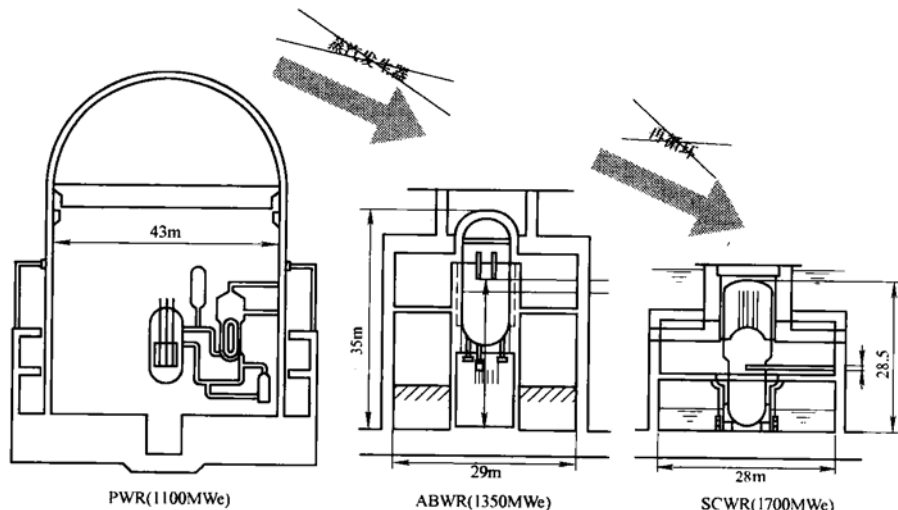


图 6.4-3 高温、高压水冷堆

2.2 总体设计

超临界水冷反应堆是一种高温高压水冷反应堆，它运行在水的热力学临界点（374℃，22.1MPa）之上。其循环属于简化的一次通过型直接循环。与常规水冷堆能源系统相比，超临界反应堆因为具有较高的热力学效率，因而具有良好的经济性；同时，由于冷却剂工作在高温、单相条件下，因而可以简化反应堆系统，降低造价。由于具有良好的经济性，在第四代反应堆能源系统候选堆型中，超临界反应堆具有竞争力。

经过参与研发的各国共同努力，超临界水冷反应堆得研究在如下几个方面已经取得了共识：①采用热中子堆型；②采用直流循环冷却，取消蒸汽发生器、蒸汽分离器和干燥器、稳压器、以及循环泵等大型设备；③采用 UO_2 陶瓷或 UO_2-PuO_2 燃料，单一燃料循环；④采用压力容器设计；⑤充分利用现有的超临界火电厂的材料和化学工艺技术；⑥除了输出电能外，还可以考虑输出热能和生产氢。

可参考的 SCWR 功率为 1700 MWe，运行压力是 25MPa，反应堆出口温度为 510~550℃，如图 6.4-4 所示。

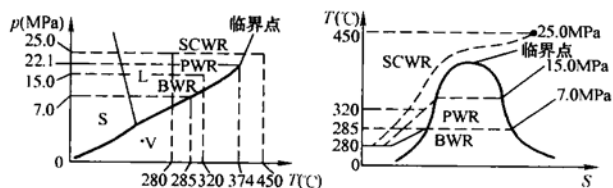


图 6.4-4 反应堆压力—温度关系

SCWR 的反应堆压力容器如图 6.4-5 所示。

从图 6.4-5 中可以看出，SCWR 由于没有相变，其控制棒驱动机构可以布置在反应堆顶部。这与沸水堆不同。可以说，SCWR 是没有沸腾的沸水堆。

2.3 反应堆堆芯

反应堆堆芯涉及包括结构设计、核设计、热工水力设计、燃料组件和相关组件设计。堆芯结构有多个候选方案。主要分为热中子堆型和快中子堆型。热中子堆型又分为轻水堆型和重水堆型。其中加拿大 AECL 公司研发的重水慢化、轻水冷却的 SCWR 堆型是一种创新的设计。

简化的堆芯平面布置如图 6.4-6 所示。

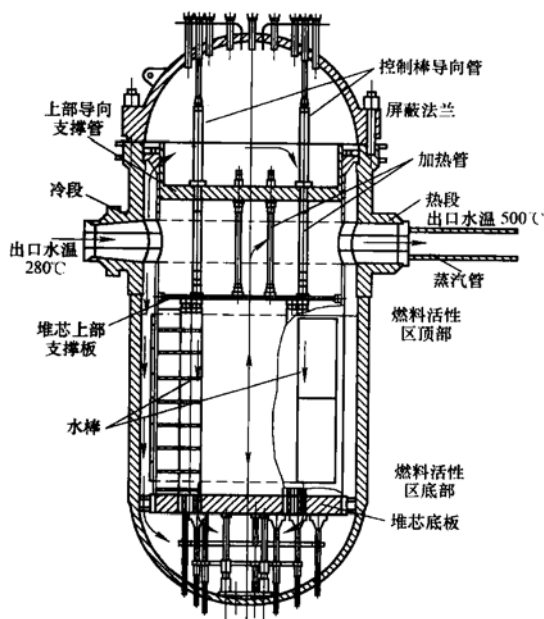


图 6.4-5 SCWR 反应堆压力容器

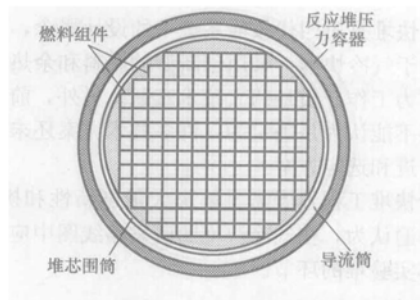


图 6.4-6 简化的堆芯平面

2.4 主回路系统

主回路系统包括反应堆压力容器、主给水泵、主给水管、主蒸汽管道、汽轮机、冷凝器、给水加热器等设备和管道。它们构成了反应堆冷却剂的压力边界。其布置类似于简化的沸水堆。

2.5 辅助系统

辅助系统包括设备冷却水系统、重要厂用水系统、消防系统、燃料操作与储存系统、空调、供热、冷却及通风系

统等。

2.6 控制与保护系统

2.2 节已经指出, SCWR 是没有沸腾的沸水堆。SCWR 由于冷却剂没有相变, 其控制棒驱动机构可以布置在反应堆顶部。这与压水堆相似。这种设计提高了控制与保护系统的可靠性。

随着数字电子技术的发展, 数字化仪控系统已经成为新建核电厂的必然选择。SCWR 的控制与保护系统采用全数字化的技术, 以简化运行, 提高核电厂的安全性。

2.7 专设安全设施

参考美国通用电气公司研制的 ESBWR, 在反应堆运行方式、控制与保护系统的设置都进一步简化, 其可靠性与安全性均有所提高。SCWR 的专设安全设施主要由非动动的余

热导出系统、抑压水池、凝汽水池、安全壳系统、可居留性系统等组成如图 6.4-7 所示。其设计尚未定型。

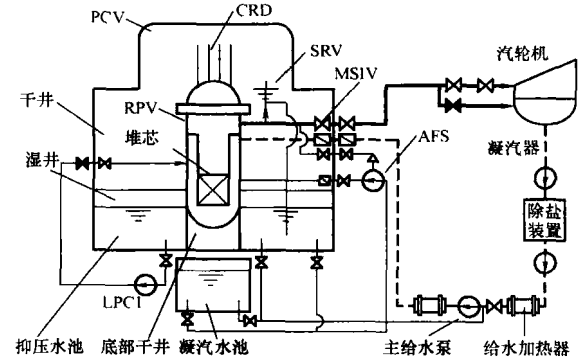


图 6.4-7 SCWR 的专设安全设施

SCWR 的功率转换系统流程如图 6.4-8 所示。

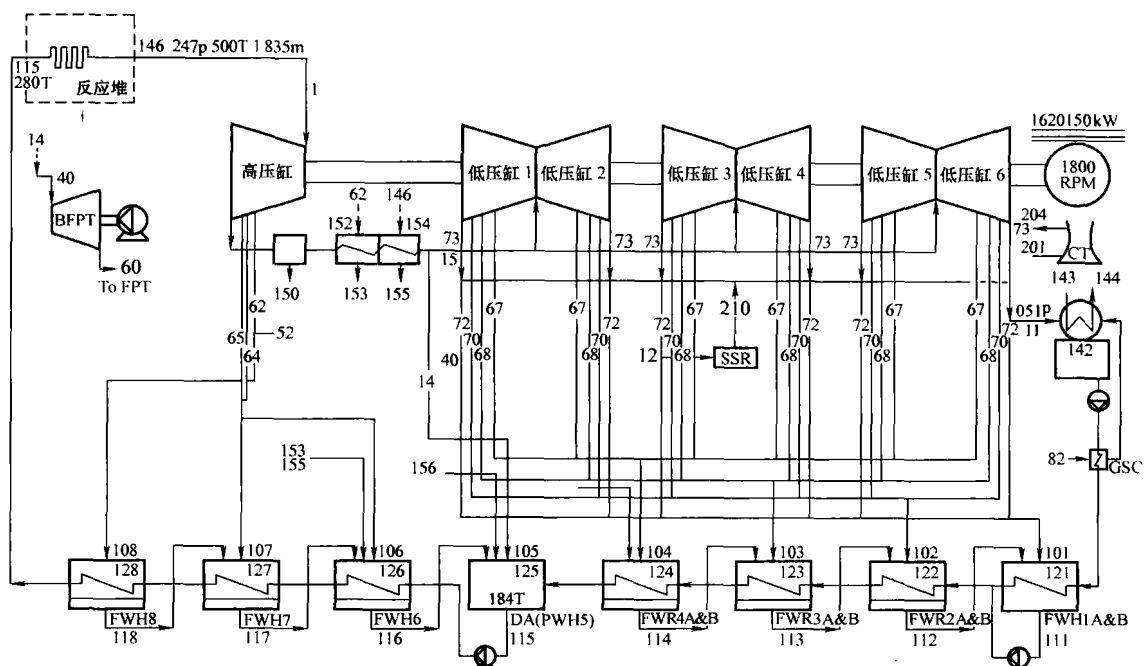


图 6.4-8 SCWR 的功率转换系统流程

2.8 功率转换系统流程图

2.9 SCWR 主要参数

2.9.1 参考美国 Idaho 的设计, SCWR 功率和冷却剂参数

- (1) 热功率为 3375MW_t。
- (2) 净电功率为 1600MW_e。
- (3) 净热效率为 44.8%。
- (4) 运行压力为 25MPa。
- (5) 反应堆入口温度为 280℃。
- (6) 反应堆出口温度为 500℃。
- (7) 堆内流量为 1843kg/s。
- (8) 电厂寿期为 60 年。

2.9.2 SCWR 反应堆容器参数

- (1) 类型为同 PWR, 控制棒驱动机构位于顶部。
- (2) 高为 12.40m。
- (3) 材料为 SA-508。
- (4) 运行/设计压力为 25.0/27.5MPa。

(5) 运行/设计温度为 2080/371℃。

(6) 冷/热段接管数为 2/2。

(7) 壳体内径为 5.322m。

(8) 壳体厚度为 0.46m。

(9) 封头内径为 5.352m。

(10) 封头厚度为 0.305m。

(11) 容器质量为 780t。

(12) 峰值中子注量率 (大于 1MeV) 为小于 10^{20} n/cm²。

2.9.3 堆芯和燃料组件设计

- (1) 燃料组件数为 145。
- (2) 当量直径为 3.93m。
- (3) 堆芯屏蔽内/外径为 4.3/4.4m。
- (4) 轴向/径向/局部/总峰值因子为 1.4/1.3/1.1/2.0 (最佳估算), 1.4/1.4/1.2/2.35 (安全分析)。
- (5) 平均功率密度为 69.4kW/L。
- (6) 平均线功率为 19.2kW/m。
- (7) 稳态峰值线功率为 39kW/m。
- (8) 堆芯压降为 0.15MPa。

(9) 水棒流量为1659kg/s。

SCWR的燃料组件如图6.4-9所示。

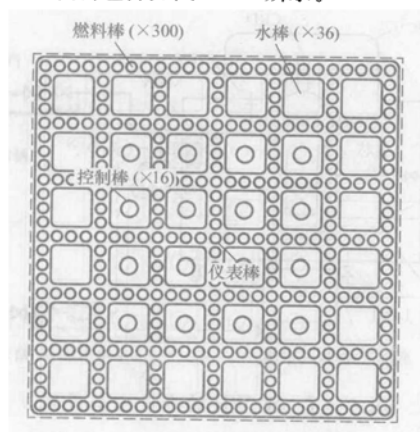


图 6.4-9 SCWR 的燃料组件

2.9.4 美国设计的 SCWR 燃料组件参数

- (1) 燃料棒栅格为正方形 25×25 矩阵。
- (2) 每个组件内燃料棒数为 300。
- (3) 每个组件内水棒数为 36。
- (4) 水棒边长为 33.6mm。
- (5) 水棒壁厚为 0.4mm。
- (6) 每个组件内仪表棒数为 1。
- (7) 每个组件内控制棒数为 16。
- (8) 控制棒材料为停堆棒 B_4C ，调节棒 Ag-In-Cd。
- (9) 定位格架数为 14。
- (10) 组件导管厚度为 3mm。
- (11) 组件边长为 286mm。
- (12) 组件间隙为 2mm。

2.9.5 燃料棒参数

- (1) 燃料棒外径为 10.2mm。
- (2) 燃料棒中心距为 11.2mm。
- (3) 包壳厚度为 0.63mm。
- (4) 燃料芯块外径为 8.78mm。
- (5) 燃料成分为 UO_2 ，95%TD。
- (6) 燃料富集度为平均 5%wt。
- (7) 目标平均卸料燃耗为 $45\ 000\text{MW} \cdot \text{d/t}$ 。
- (8) 可燃毒物为 Gd_2O_3 。
- (9) 加热段长度为 4.27m。
- (10) 裂变气体填充长度为 0.6m。
- (11) 燃料棒总长度为 4.87m。
- (12) 室温下裂变气体压力为 6.0MPa。

2.9.6 反应堆冷却剂系统参数

- (1) 给水管。
 - 1) 数量为 2。
 - 2) 运行温度为 280°C 。
 - 3) 运行/设计压力为 25MPa/27.5MPa。
 - 4) 外径/厚度为 400mm/51mm。
 - 5) 参考材料为 SA-106C 级碳钢。
- (2) 蒸汽管。
 - 1) 数量为 2。
 - 2) 运行温度为 500°C 。
 - 3) 运行/设计压力为 25MPa/27.5MPa。
 - 4) 外径/厚度为 470mm/51mm。
 - 5) 参考材料为 P91 (9Cr-1Mo) 或 P92 (9Cr-2W)。

2.10 待解决的问题

待解决的问题包括堆芯设计、堆内材料、安全性、稳定性和控制技术。

2.10.1 堆芯设计

堆芯设计有多个候选方案，主要分为热中子堆型和快中子堆型，热中子堆型又分为轻水堆型和重水堆型。如何实现堆芯的稳定性是需要关注的问题。

几种可参考的堆芯设计见图 6.4-10。

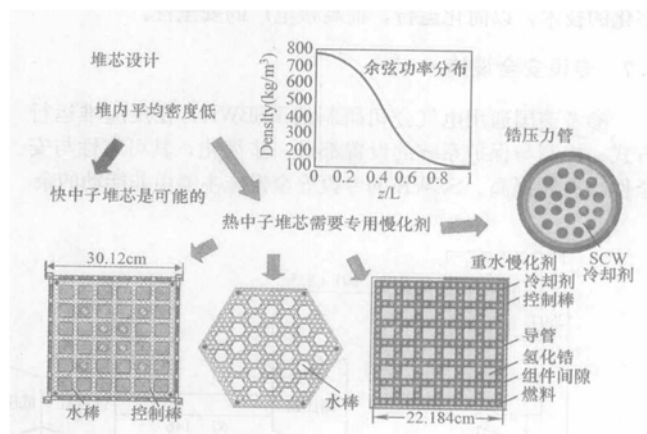


图 6.4-10 几种堆芯设计

2.10.2 安全性

SCWR 和 ESBWR 的安全性类似，比起在役的轻水堆核电站，超临界水堆核电站在安全性方面有利的改变是消除了沸腾临界和 DNB 现象；不利的改变是水装量大为减少，造成热容减少了。

在稳定性方面，密度波、中子学和热工水力学的耦合、自然循环的稳定性都需要继续进行深入的理论研究。

在控制方面，目前的思路是给水控制功率，控制棒控制温度，蒸汽限流器控制压力。

2.10.3 堆内材料

要求：耐高温（ $500 \sim 600^\circ\text{C}$ ）、高强度、耐腐蚀、对应力腐蚀破裂（SCC）不敏感、低中子吸收率、在 5dPa 下具有空间稳定性。

存在问题如下：辐照对腐蚀和 SCC 的影响、辐照分解对冷却剂化学的影响、辐照对微观稳定性的影响、辐照对机械性能的影响。

3 铅冷快堆

3.1 铅冷快堆概述

铅冷快堆系统是第四代核能系统中六个候选系统之一。铅冷快堆系统包括铅冷快堆及其燃料循环系统，本章仅介绍铅冷快堆本身。

铅冷快堆是指以铅（Pb）或铅铋（Pb-Bi）合金、铅铋（Pb-Mg）合金等液态重金属为冷却剂的快堆的统称。铅冷快堆燃料循环采用闭式循环，以实现铀资源的有效利用，并实现对长寿命锕系核素的有效处理和嬗变。设想采用中心或区域燃料循环装置。由于铅或铅基冷却剂的化学惰性和高沸点，使得铅冷快堆有提高安全性和降低成本的潜力，比如采用两回路设计，简单的蒸汽发生器系统等。图 6.4-11 所示是两回路铅冷快堆主热传输系统示意图。

铅和铅基冷却剂的主要问题是结构材料的腐蚀和侵

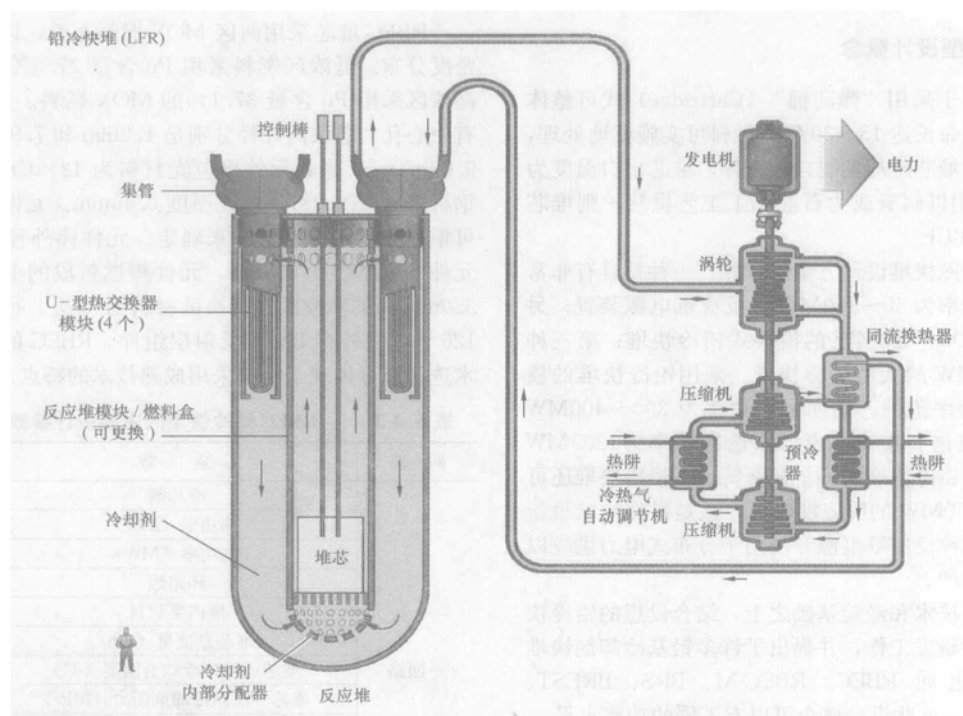


图 6.4-11 铅冷快堆主热传输系统示意

蚀。另外由于密度大，冷却剂流动引起的振动可能改变燃料元件棒栅距，影响反应堆的安全运行，因此铅冷快堆对冷却剂流速有限制。冷却剂高密度需要反应堆采用大功率和稳定性好的泵，高强度的反应堆容器和支撑结构，特殊措施防止由于高的冷却剂浮力引起的燃料组件挪动等。

3.2 铅冷快堆研发

3.2.1 技术基础

俄罗斯有超过 80 堆年铅铋冷却剂潜艇反应堆的使用经验，也是世界上唯一有铅冷快堆运行经验的国家。在俄罗斯还建造和运行了两个全尺寸反应堆原型模拟装置。德国、法国、日本、瑞士、意大利、美国等也开展了液态重金属技术和堆概念方案的研究，着重研究了铅基冷却剂对结构材料的腐蚀，发展抗腐蚀技术，并取得显著的进展。我国的科研机构也曾开展铅冷却剂技术和铅冷快堆固有安全性等方面的研究。

铅冷快堆的工艺基础主要源自俄罗斯 α 级核潜艇铅铋冷却反应堆实践，美国一体化钠冷快堆金属燃料再回收和再制造实践，美国先进液态金属钠冷模块快堆（ALMR）非能动安全和模块化设计概念，为钠冷快堆研发的铁素体不锈钢和金属燃料实践，以及铅冷快堆模拟实验装置和铅或铅基冷却剂回路的实践。

3.2.2 技术差距

虽然有上述基础，并且有核潜艇铅铋冷却快堆的运行经验，铅冷快堆要作为长期稳定运行的核电站堆型以及达到设想的发展目标要求，还存在技术空白或技术差距，主要集中在下列方面：对于 550℃ 堆芯出口温度的铅冷快堆，燃料和材料技术尚有不足；对于 750~800℃ 堆芯出口温度的铅冷快堆，燃料和材料技术尚有很大差距。在开放式燃料栅元的热量导出，中子学数据和计算分析工具，冷却剂化学成分控制，特别是氧和挥发性放射性同位素 ^{210}Po 的控制，堆容器内置蒸汽发生器设计，堆内结构支撑和换料机械等有大的技术差距。在铅冷快堆燃料循环技术方面，特别是金属燃料的遥控制造和氨基超铀燃料技术有大的技术

差距。

俄罗斯、德国等国家的研究机构发现，控制冷却剂中含氧量和对接触表面的处理都有利于抵抗材料被腐蚀。铅基冷却剂系统含氧量控制系统还处于研究之中。表面处理主要是不锈钢表层镀氧化铝膜，该技术与冷却剂温度密切相关，需要选取一个合适的冷却剂温度，该技术也正在研究中。铅基冷却剂用结构材料抗腐蚀研究已经取得较大进展，但要满足反应堆长期稳定运行得要求还有较大差距。

3.2.3 研发内容

关于铅冷快堆的燃料研发，近期可针对金属燃料，或者氮化物燃料。国际上为发展钠冷快堆技术，一直在对 550℃ 堆芯出口温度的棒状金属燃料行为和铀—超铀—锆金属燃料的后处理和遥控再制造技术进行研究，这有助于研发铅冷快堆使用的燃料。混合氮化物燃料也可能适用于 550℃ 堆芯出口温度的设计，但需要研发用于更高堆芯设计温度下使用的混合氮化物燃料。为满足铅冷快堆长远的发展目标，应研发在 Pb 或 Pb-Bi 条件长期使用的新型燃料。

关于铅冷快堆的材料研发，需要优先开展用于燃料包壳、反应堆内部结构和热交换器的高温材料。对于包壳材料，要求在冷却剂侧与 Pb 或 Pb-Bi 相容，在燃料侧与混合氮化物燃料相容，且抗辐照能力要求在快中子环境中辐照 15~20 年。由 SiC 或 ZrN 组成的复合物或涂料，以及难熔合金是 800℃ 堆芯出口温度铅冷快堆设计方案的潜在包壳材料选择，对于 550℃ 堆芯出口温度的铅冷快堆设计方案，标准的铁素体钢能满足使用要求。

铅冷快堆反应堆系统设计、冷却剂和腐蚀产物的化学和活化控制、铅基冷却剂的热工流体力学设计、主泵的设计及制造工艺、反应堆内部构件支撑技术、堆内换料和堆芯固定方式、在役检查技术、铅冷快堆设计和评估方法、铅冷快堆燃料循环技术，特别是混合氮化物燃料的后处理技术、反应堆中子学，特别是中子核数据和计算软件通过与临界实验装置的实验验证，以及铅和铋的反应截面评价数据改进等都是需要研发的内容。

3.3 铅冷快堆典型设计概念

铅冷快堆倾向于采用“弹药桶”(Cartridge)式可整体更换堆芯,堆芯寿命长达15~30年,燃料可实施就地处理,以利于防核扩散;堆芯冷却剂能自然循环,堆芯出口温度为550℃左右,若是用以制氢或为石油化工工艺供热,则堆芯出口温度为800℃以上。

设想有多种铅冷快堆设计方案供选择:一种是具有非常长换料周期的电功率为50~150MW的反应堆电源装置;另一种是电功率为300~400MW的模块式铅冷快堆;第三种是电功率为1200MW的大型铅冷快堆。采用铅冷快堆的核电厂可选择不同功率范围,比如可用功率为300~400MW的模块式铅冷快堆进行组合,也可以选择功率为1200MW的铅冷快堆单堆。铅冷快堆的一个显著特点是铅冷快堆还可以做成功率50~150MW的反应堆电源,这是铅冷快堆最新型的应用形成,这种反应堆电源专门用于分布式电力供应以及氢和饮用水的生产。

俄罗斯在原有技术和经验基础之上,结合设想的铅冷快堆发展目标,开展研发工作,并提出了许多铅基冷却剂快堆的设计概念,比如RBEC、RBEC-M、BRS、BREST、SVBR等设计概念,这些设计概念可以有不同的功率水平。

俄罗斯提出的这些设计概念可以分成两类:一类是适合近期开发的概念,尽可能采用传统的经验、技术选择和工艺,比如铅铋冷却核潜艇的经验、一回路一体化布置、六角型燃料组件、混合氧化铀钚燃料、采用有中间回路的三回路方案、三回路蒸汽参数接近目前核电站运行值等。另一类是需要继续进行大量技术研发的先进概念,在这类概念中采用了创新性技术方案,比如:纯铅冷却剂,方型燃料组件,高密度混合氮化物燃料,两回路,超临界蒸汽参数等。RBEC、SVBR可归到第一类,BRS、BREST、RBEC-M可归到第二类。

RBEC铅冷快堆是基于俄罗斯钠冷快堆以及艇用铅铋冷快堆的实践经验基础上提出的一种铅冷快堆设计概念。表6.4-3所示为RBEC主要设计参数。图6.4-12是RBEC堆本体的示意图。RBEC设计概念虽然没有充分反映采用铅冷快堆的潜在优点,但从技术上分析可以认为RBEC是发展铅冷快堆的第一步,其技术途径是尽可能应用现有反应堆的技术和运行经验,少用新设计和新技术选择。

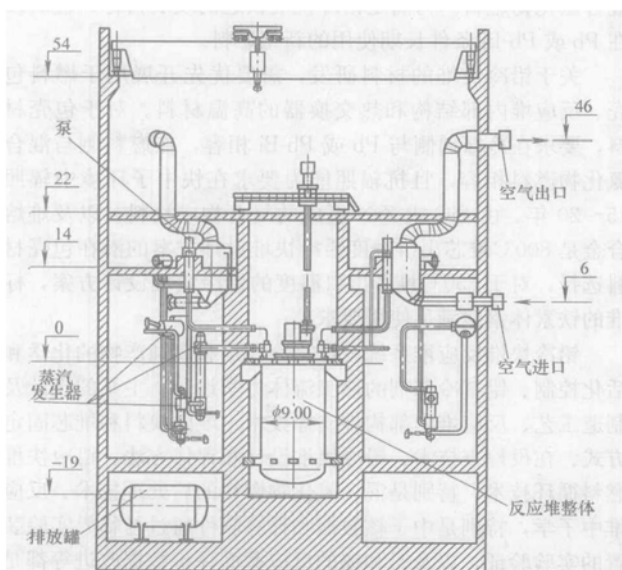


图 6.4-12 RBEC 堆本体示意

RBEC堆芯采用两区MOX燃料布置,以展平堆芯功率密度分布。低浓区燃料采用Pu含量27.5%的MOX燃料,高浓区采用Pu含量37.1%的MOX燃料。MOX燃料芯块有中心孔,芯块内外径分别是1.2mm和7.9mm,芯块密度9.03g/cm³。燃料元件棒包壳材料为12%Cr-Si钢(俄罗斯钢材牌号EP-823),包壳厚度0.45mm。元件棒燃料段高度可根据堆芯转换比要求来确定。元件棒外径9.0mm,燃料元件气腔段高度800mm,元件棒燃料段的上面和下面各有350mm高的转换区,转换区材料为UO₂。径向转换区组件126个,之外有192个反射层组件。RBEC的设计参数和技术选择充分体现了尽量采用成熟技术的特点。

表 6.4-3 RBEC 铅冷快堆的主要设计参数

回路	参 数	数值或介质
一回路	冷却剂	Pb-Bi
	热功率 (MW)	900
	电功率 (MW)	340
	环路数	6
	堆内泵数目	12
	堆芯总流量 (t/h)	220 000
	堆芯进出口冷却剂温度 (℃)	400/500
	堆芯一回路冷却剂压力 (MPa)	2
	自然循环带出的热功率 (%额定功率)	11
	空冷热交换器总功率 (%额定功率)	3
	Pb-Bi 总质量 (t)	约 6500
	换料周期 (年)	1
中间回路	冷却剂	Pb-Bi
	中间热交换器 (IHx) 数	12
	蒸汽发生器进出口温度 (℃)	480/380
汽轮机回路	工作介质	水
	给水温度 (℃)	260
	蒸汽压 (MPa)	15
	蒸汽温度 (℃)	460
	蒸汽量 (t/h)	1580

从铅冷快堆的发展目标看,铅冷快堆用作反应堆电源有较大的技术优势和潜力,作为快堆核电站应用也有一定的优势。铅冷快堆作应核电站应用还需较长时间和大量研发工作。

4 超高温气冷堆 (VHTR)

4.1 超高温气冷堆 (VHTR) 基本特征

4.1.1 超高温气冷堆概念

超高温气冷堆是高温气冷堆 (HTGR) 技术的进一步发展,是高温气冷堆发展的一个新阶段。

超高温气冷堆是一种以石墨为慢化剂、氦气为冷却剂的热中子反应堆。它采用全陶瓷型包覆颗粒燃料元件,耐高温的石墨作为堆芯结构材料,使堆芯出口氦气温度达到或高于1000℃。反应堆堆芯的类型因其所采用的燃料元件形状不同而分成两种:即采用球形燃料元件的球床堆,例如中国的高温气冷实验堆 (HTR-10)、德国建造的高温球床堆试验电站 AVR 和钍高温气冷堆电站 THTR-300;采用棱柱状燃料元件的棱柱形堆,例如日本的高温工程试验堆 (HTTR)、美国建造的桃花谷高温气冷试验堆 (Peach Bottom) 和圣·弗伦堡高温气冷堆电厂 (Fort St. Vran)。

超高温气冷堆由于其堆芯出口氦气温度达到1000℃,可用于氦气透平循环发电,其发电效率可大于50%;也可以作为高温核热源用于制氢、炼油厂、石化厂和直接还原炼

钢、氧化铝等工业生产过程。因此,超高温气冷堆将是一种在发电和供热领域应用广泛的堆型。

4.1.2 超高温气冷堆的技术特性

超高温气冷堆与现已发展的高温气冷堆的技术特性是基本相同的。超高温气冷堆也是采用模块化的设计,采用类似的燃料循环,采用非能动的堆芯余热排出系统,反应堆具有固有安全特性。

超高温气冷堆也面临着一些重大的技术挑战,即必须发展新的燃料和新的材料,以满足其高温运行的需要。这些技术挑战主要如下:

(1) 反应堆及其堆芯构件的设计,要允许堆芯出口氦气温度从 850°C 提高到 1000°C , 甚至更高。

(2) 在反应堆事故情况下,允许燃料最高温度达到 1800°C 。

(3) 允许燃料元件的最大燃耗从 $80\sim 100\text{GWd/t}$ 提高到 $150\sim 200\text{GWd/t}$ 。

(4) 避免堆芯内功率峰值和冷却剂温度梯度过大。

(5) 堆芯功率密度可高达 10MWth/m^3 , 现已发展的高温气冷堆堆芯功率密度一般为 $2\sim 6\text{MWth/m}^3$ 。

(6) 超高温气冷堆热利用系统可以与制氢等工艺过程匹配,也可以与高效率的氦气透平发电系统匹配,具有供热、发电和热电联供应用的灵活性。

4.1.3 典型的超高温气冷堆系统及其设计参数

4.1.3.1 典型的超高温气冷堆系统

图 6.4-13 所示为一座用于生产氢气的超高温气冷堆系统。该系统由反应堆一回路(氦气)系统、中间换热器和氢生产厂工艺系统组成。堆芯进口氦气温度为 640°C , 出口温度达到 1000°C 。通过中间换热器将热量传至氢生产厂。

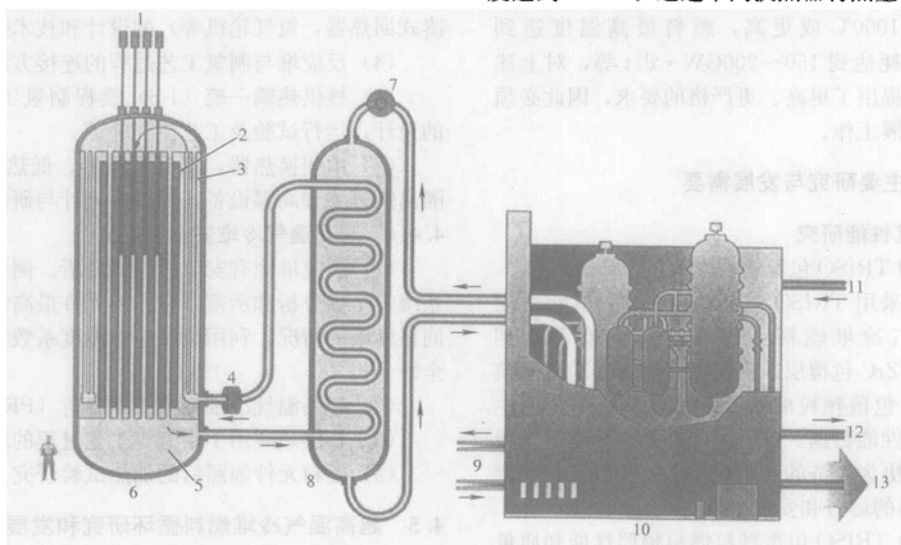


图 6.4-13 超高温气冷堆系统示意

1—控制棒; 2—石墨堆芯; 3—石墨反射层; 4—氦风机; 5—氦冷却剂; 6—反应堆;
7—泵; 8—中间换热器; 9—热阱; 10—制氢厂; 11—水; 12—氧气; 13—氢气

超高温气冷堆可以有两种用途,从而发展为两种不同的热利用系统。用于发电时,氦透平系统可以直接与反应堆一回路氦冷却剂系统相连接,称为“直接循环”系统;用核工艺供热时,如工艺热应用于制氢、炼油厂、石化厂等,核热应用系统一般是通过中间换热器与反应堆一回路系统相连接,被称为“间接循环”系统。

超高温气冷堆利用工艺热和水,通过热化学水裂解的碘硫(I-S)流程生产氢气;或者利用工艺热、水和天然气,通过蒸汽重整器生产氢气。一座热功率为 600MWth 的超高温气冷堆制氢厂每天生产氢气的能力超过 $2\times 10^6\text{m}^3$ (标准状况);若该反应堆用于发电,则发电效率可超过 50% 。

4.1.3.2 超高温气冷堆设计参数示例

下面引用的参数是作为第四代核能系统的超高温气冷堆所选择的主要设计参数,见表 6.4-4。

表 6.4-4 超高温气冷堆选择设计参数

参 数	参 考 值
反应堆功率	600MWth
冷却剂进口/出口温度	$640/1000^{\circ}\text{C}$
堆芯进口/出口压力	决定于热利用的工艺过程
氦气质量流量	320kg/s
平均功率密度	$6\sim 10\text{MWth/m}^3$
参考燃料组件	ZrC 包覆颗粒, 块状、柱状或球形
厂净效率	$>50\%$

4.2 超高温气冷堆发展目标

超高温气冷堆的发展具有很好的技术基础。世界上现在有两座高温气冷试验堆在运行,即日本的 HTTR 和中国的 HTR10,这两座堆在核热制氢和氦气透平循环发电方面都有各自的研究发展计划。现在正在进行的南非 PBMR 项目(球床高温气冷堆核电厂,热功率为 400MW ,堆芯出口氦气温度为 900°C),俄罗斯和美国合作进行的 GT-HTR 项目(棱柱状高温气冷堆核电厂,热功率为 600MW ,堆芯出口氦气温度为 850°C),计划于 2011 年和 2014 年分别建成第一座示范核电厂。上述现有发展计划的执行和取得的经验,将为超高温气冷堆的发展奠定技术基础。

美国能源部于 2000 年倡导创建了“第四代核能系统国际论坛”(GIF),提出了第四代核能系统应达到的主要目标为具有很好的经济性,具有固有安全特性,核废物存量低以及有利于防止核材料扩散等。在 2002 年 5 月 GIF 巴黎会议上,经过专家的评价和论证,超高温气冷堆被选为第四代核能系统的优先研发堆型之一。

超高温气冷堆的发展目标为在 2020 年之前完成关键技术的研究和发展工作。主要包括 ZrC 包覆燃料颗粒技术及其辐照性能,高温合金、陶瓷材料和碳纤维合成材料的研发,承受高温的反应堆压力壳材料,工艺热利用系统如碘—

硫(I-S)流程制氢的示范工程及其相关材料和设备的研发,燃料循环研究和安全性评价等,在2030年左右建成超高温气冷堆核电站,并达到实际应用的目标。

4.3 超高温气冷堆的工艺基础

超高温气冷堆是建立在高温气冷堆的技术和工艺基础上的。它的主要技术基础为:全陶瓷型包覆颗粒燃料技术,耐高温的、辐照性能稳定的石墨慢化剂和堆芯结构材料,高温氦气技术及氦风机等设备的研发,用于高温设备和部件的高温合金、陶瓷材料、碳纤维等材料的研发,热化学裂解水制氢和天然气蒸汽重整制氢技术,氦气透平循环发电技术及其相关的高温设备和部件的研发,以及高温气冷堆燃料循环技术等。

鉴于超高温气冷堆要求达到更高的运行参数,例如堆芯出口氦气温度达到1000℃或更高,燃料最高温度达到1800℃,燃料元件燃耗达到150~200GW·d/t等,对上述关键技术和工艺基础提出了更高、更严格的要求,因此必须进行进一步研究与发展工作。

4.4 超高温气冷堆主要研究与发展需要

4.4.1 燃料元件及其性能研究

4.4.1.1 ZrC包覆的TRISO包覆颗粒燃料技术研究

现有高温气冷堆采用TRISO包覆颗粒燃料,其包覆层为SiC层。超高温气冷堆燃料元件的最高温度需达到1800℃,要研究采用ZrC包覆层。目前已开启在实验室规模的装置内里生产ZrC包覆颗粒的研究工作,取得了一些生产过程的工艺参数和性能数据。进一步研究的目标是:发展新的包覆技术;研制更为经济的商用规模的制造设备;确定ZrC包覆TRISO燃料的运行和安全限值。

4.4.1.2 ZrC包覆的TRISO包覆颗粒燃料辐照性能和质量评定

要求在超高温气冷堆设计参数(温度和燃耗限值)下,对ZrC包覆的TRISO燃料进行辐照试验,验证在1800℃高温、达到设计燃耗的条件下,燃料元件没有任何破坏,质量达到设计要求。辐照试验的TRISO燃料样品,必须是由商用规模的制造设备生产的有相当批量的产品中取得的,才能确认通过该制造设备生产的燃料元件的性能和质量。

4.4.2 材料选择与性能研究

4.4.2.1 硼吸收体材料

由于超高温气冷堆提高了燃料元件的设计燃耗,为了实现反应性的控制和补偿,堆芯需要引入硼吸收体。因此需要研究在超高温气冷堆设计工况下,硼吸收体材料的性能,例如辐照下尺寸的稳定性,肿胀及其使用寿命等。

4.4.2.2 高温陶瓷和碳-碳组合材料及其性能研究

控制棒包壳用的碳-碳组合材料,碳纤维材料研究。超高温气冷堆控制棒要承受高温,对于棱柱状超高温气冷堆,因为控制棒必需插入堆芯的高温区域,则问题更为突出,因此,对控制棒包壳材料的选择和性能研究是必需的。这些材料的性能研究包括在高温和辐照条件下,材料的机械性能、热性能、抗氧化性能和辐照性能等。

4.4.2.3 压力容器材料和其他高温合金材料

超高温气冷堆堆芯出口氦气温度达到或高于1000℃,入口氦气温度可达到600℃左右,在这样的冷却剂温度下,压力容器的温度将达到450℃或更高。目前轻水堆压力容器工作温度约为300℃,高温气冷堆压力容器工作温度不高于400℃。因此需要研究发展承受更高温度的压力容器用新的

合金材料。

用于超高温气冷堆中间换热器和高温热气导管的材料,如Ni-Cr-W超级合金和其他有希望采用的合金材料,需要选择和研究,这些超级合金材料辐照性能也要进行研究。

4.4.2.4 热利用系统材料

热利用系统的设备部件,即指高温氦气接触或与氢气、一氧化碳和甲烷等气体接触的设备和部件,例如中间换热器、热气导管、制氢工艺过程的设备、隔离阀等,它们所用的高温合金材料及涂敷层材料的抗腐蚀等性能的研究是必需的。

4.4.3 反应堆系统及其关键设备

(1) 非能动余热排出系统的方案研究和设计。

(2) 燃料装卸系统技术研究。

(3) 氦气循环发电系统及其关键设备(氦气压缩机,紧凑式回热器,氦气轮机等)的设计和技术研究。

(4) 反应堆与制氢工艺过程的连接方法的确定。

(5) 核供热碘-硫(I-S)流程制氢工艺系统及其设备的设计,运行试验及工艺流程验证。

(6) 中间换热器,蒸汽重整器、低热损失的热气导管、隔离阀等关键高温设备、部件的设计与研制。

4.4.4 超高温气冷堆安全性研究

(1) 反应堆固有安全特性的分析。例如非能动余热排出系统安全性分析和示范;在燃料允许最高温度和运行温度之间裕度小的情况,利用负反应性温度系数实现自动停堆的安全性分析。

(2) 超高温气冷堆概率风险分析(PRA)。

(3) 核供热应用于制氢等工艺过程的环境影响研究。

(4) 燃料元件辐照后的加热试验研究。

4.5 超高温气冷堆燃料循环研究和发展工作

一次通过燃料和石墨的处理方案研究。假设超高温气冷堆采用一次通过、低浓铀的燃料循环,需要进行乏燃料长期储存和最佳封装方式的研究。堆内经辐照损伤的石墨,需要进行定期更换,需要研究确定卸出的大最废石墨部件的处置和储存的最佳方法等。

4.6 超高温气冷堆设计和评价

(1) 设计和分析程序的进一步研发。

(2) 超高温气冷堆的目标运行温度的确定和认证。

(3) 超高温气冷堆设计方案研究:预概念设计,概念设计。

(4) 超高温气冷堆核电站或核热制氢厂等经济性研究和评价。

5 熔盐堆(MSR)

5.1 熔盐堆(MSR)基本特征

5.1.1 熔盐堆概念

熔盐堆(Molten Salt Reactor)是采用熔盐混合燃料循环、以石墨为慢化剂产生裂变能量的热中子反应堆。其熔盐混合燃料为铀、钍、钠、锆等氟化盐,在高温熔融的液态下,既作为核燃料、又作为载热剂,把燃料和载热剂融合为一体,不需要固体燃料元件;堆芯内以石墨为慢化剂(早期也采用铍为慢化剂);燃料熔盐流进堆芯(温度约为500~600℃),产生裂变能量同时作为载热剂吸收所产生的裂变能量后流出堆芯(温度约为800℃);一次燃料熔盐通过中间换热器将热量传给二次熔

盐；二次熔盐再通过蒸汽发生器将热量传递给蒸汽，利用蒸汽透平循环发电，也可以将热量传递给氦气，利用高效率的氦气透平循环发电或用于核热制氢等工艺。熔盐堆具有高效率发电和核工艺热应用的发展前景。

5.1.2 熔盐堆的技术特性

- (1) 熔盐堆把燃料和载热剂的功能结合在一起，熔盐在高温下化学性能稳定，传热性强，系统热效率高。
- (2) 熔融氟盐的蒸汽压力低，在常压下沸点温度高，反应堆系统可以在低压高温下运行，降低了压力容器和管道系统的承压要求。
- (3) 高温运行提供了热化学制氢和核工艺热应用的可能性。
- (4) 熔盐堆具有很好的中子经济性，可以选择燃烧铀系元素或获得高转化比的不同的燃料循环。
- (5) 熔盐堆具有固有安全特性，事故时可以实现燃料熔盐安全排放，非能动冷却，燃料中裂变产物的含量低。
- (6) 燃料的再装料、处理和去除裂变产物都可在线进行，核电厂可达到很高的可利用率。
- (7) 熔盐堆可以将铀系元素直接溶入均匀的燃料熔盐中，工艺较简单，而固体燃料反应堆则需要通过燃料混合和燃料元件再加工。
- (8) 熔盐堆可以在线去除燃料中的长寿命裂变产物 (LLFP)，可以在堆内燃烧长寿命、高放射性的次铀系元素 (MA)，产生的核废料几乎不含有次铀系元素，实现核废物量及其毒性的最小化。

5.1.3 熔盐堆的燃料循环

- 熔盐堆有下列四种燃料循环模式可供选择：
- (1) 利用 $\text{Th-}^{233}\text{U}$ 燃料循环，获得高转化比（可达到 1.07）。
 - (2) 具有最少“武器级材料”含量的改进的 $\text{Th-}^{233}\text{U}$ 转化燃料循环。
 - (3) 具有最小化学处理量的一次通过燃烧铀系元素 (Pu 和次铀系元素) 的燃料循环。
 - (4) 燃烧铀系元素的燃料连续再循环。

上述四种燃料循环的熔盐堆与电力生产相结合，即熔盐堆核电厂。

5.1.4 典型熔盐堆系统及其设计参数

5.1.4.1 典型熔盐堆系统（见图 6.4-14）

熔盐堆系统由一次燃料熔盐回路、二次熔盐回路和能量转换系统组成。一次燃料熔盐通过一回路熔盐泵升压后进入堆芯，温度为 565°C ，流过堆芯后出口温度达到 700°C （用于制氢时需达到 850°C ），再进入中间换热器将热量传给二次熔盐，其温度降低后又回到熔盐泵，完成一次熔盐循环。二次熔盐通过二回路熔盐泵升压后进入中间换热器，吸收热量后流出中间换热器进入能量转换系统熔盐—氦气换热器，氦气被加热后用于氦气透平循环发电。如图 6.8-1 所示，燃料熔盐可以通过在线的化学处理设施，去除燃料中的裂变产物、加入新燃料，而不需要停堆更换燃料元件；当发生一回路熔盐过热事故时，熔盐回路中的“冷冻阀”可以自动开启，燃料熔盐可安全地排放到应急排放罐中，使反应堆自动停堆。

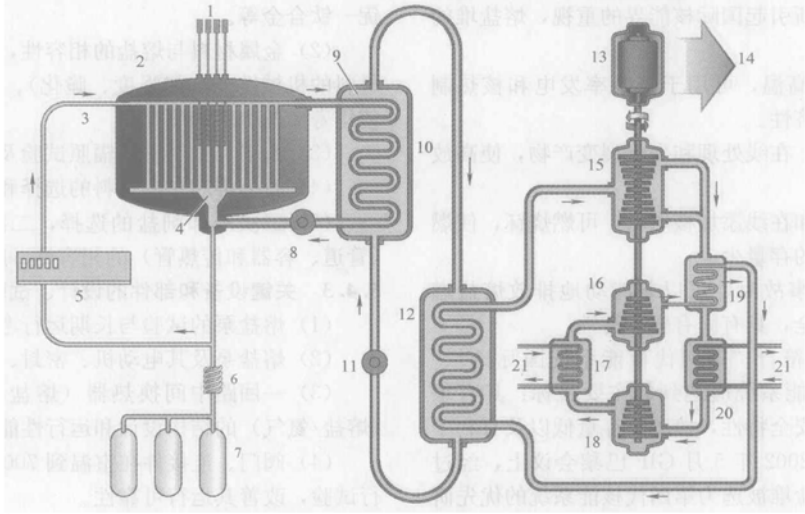


图 6.4-14 熔盐堆系统示意图

1—控制棒；2—反应堆；3—已净化盐；4—燃料盐；5—化学处理厂；6—冷冻阀；7—应急排放罐；8—一次熔盐泵；9—冷却剂盐（二次盐）；10—中间换热器；11—二次熔盐泵；12—换热器（熔盐/氦气）；13—发电机；14—电力输出；15—氦气透平；16—压气机；17—中间冷却器；18—压气机；19—回热器；20—预冷器；21—热阱

5.1.4.2 熔盐堆的设计参数示例

下面引用的参数是作为第四代核能系统的熔盐堆所选择的主要设计参数，见表 6.4-5。

表 6.4-5 第四代核能系统的熔盐堆选择的主要设计参数

参 数	参考值	参 数	参考值
净电功率	1000MWe	出口温度	700°C （氦气透平） 850°C （制氢或氦气透平）
功率密度	$22\text{MWth}/\text{m}^3$	压力	$<0.5\text{MPa}$
净热效率	44%~50%	慢化剂	石墨
进口温度	565°C	动力循环	多级再热回热 氦气布莱顿循环

5.2 熔盐堆 (MSR) 发展目标

5.2.1 熔盐堆技术发展历史

早在 20 世纪 50 年代，在轻水堆、石墨气冷堆与液态金属冷却快中子堆发展的同时，美国就开展了熔盐堆的发展计划。两个早期的研发计划为飞机核推进器计划（50 年代）和熔盐增殖堆计划（60 年代）。

飞机反应堆试验装置 (ARE) 热功率为 2.5MW，堆出口熔盐温度为 860°C ，采用 $\text{NaF-ZrF}_4\text{-UF}_4$ 熔盐燃料，氧化铍为慢化剂，Inconel 600 合金为金属结构与管道材料。反应堆在 1954 年 11 月建成并达到临界，运行温度最高达到 871°C 。通过这一试验装置的试验与运行，在 NaF-ZrF_4 熔

盐化学工艺、高温抗腐合金材料选择和性能方面取得了经验。

熔盐增殖堆试验装置 (MSRE) 计划开始于 20 世纪 60 年代初, 热功率为 8MW, 熔盐出口温度 650℃, 燃料盐组分为 $\text{LiF-BeF}_2\text{-ThF}_4\text{-UF}_4$ (65-30-5-0.1), 堆芯设有钍增殖层, 石墨为慢化剂, HastelloyN 合金为金属结构与管道材料, 二次冷却剂盐为 NaF-NaBF_4 。反应堆在 1965 年 1 月达到临界, 先后分两期分别采用 ^{235}U 和 ^{233}U 为燃料, 至 1969 年 12 月停堆终止运行, 最高运行温度达到 705℃。通过运行试验, 对锂、铍氟盐的特性、石墨慢化剂性能、不同类型燃料循环 (包括 ^{235}U , ^{233}U 和 Pu) 的运行、Th-U 燃料循环增殖堆的设计等方面取得了经验; 也进行了在线连续处理和去除熔盐中裂变产物的试验, 验证了其技术可行性。

20 世纪 70 年代, 美国进行电功率为 1000MWe 的大型熔盐堆的工程概念设计, 燃料熔盐为 $\text{LiF-BeF}_2\text{-ThF}_4\text{-UF}_4$, 慢化剂为石墨, 一次燃料熔盐最高温度为 705℃。设计方案采用非能动排放燃料熔盐, 在堆芯过热的严重事故下能够自动停堆, 保证反应堆安全; 燃料熔盐可以通过在线化学处理厂进行净化、去除裂变产物和添加新燃料。通过这一计划, 解决了熔盐堆运行相关的诸如燃料熔盐的稳定性及其与石墨、HastelloyN 合金材料的相容性等问题。

5.2.2 发展目标

随着核电在世界范围内的发展和应用, 核电站在其安全性、经济性、核废物处理和储存量以及防止核材料扩散等方面都面临着巨大的挑战。熔盐堆因其在技术和安全方面的特点和优点, 近年来已重新引起国际核能界的重视, 熔盐堆的主要特点和优点包括:

- (1) 在低压下获得高温, 可用于高效率发电和核热制氢, 提高核能利用的经济性。
- (2) 燃烧铀系元素, 在线处理和去除裂变产物, 使高放核废料存量少。
- (3) 燃料连续循环和在线添加核燃料, 可燃烧铀, 使燃料中“武器级核材料”的存量少。
- (4) 在反应堆超热事故时, 可以非能动地排放熔盐燃料, 保证反应堆临界安全, 具有固有安全特性。

熔盐堆的上述特性符合“第四代核能系统国际论坛”(GIF) 提出的第四代核能系统应达到的主要目标: 具有很好的经济性, 具有固有安全特性, 核废物存量低以及有利于防止核材料扩散等。在 2002 年 5 月 GIF 巴黎会议上, 经过专家的评价和论证, 熔盐堆被选为第四代核能系统的优先研发堆型之一。其发展目标为: 2020 年之前完成关键技术的研究与发展工作, 主要包括燃料盐的选择及燃料循环研究, 熔盐堆用材料的研制及性能研究, 反应堆设计与评价以及安全性研究等。2030 年的目标是建成熔盐堆核电站并达到实际应用, 预计在 2030 年前后目前世界上运行的核电站大部分将接近和达到运行寿命。

5.3 熔盐堆 (MSR) 的关键技术和工艺基础

熔盐堆是“第四代核能系统”六种优选堆型中唯一采用液态燃料的反应堆, 因此熔盐堆的工艺基础有其自己的特点。它的主要技术基础为熔融氟盐燃料和冷却剂氟盐 (二次盐)、石墨慢化剂与结构材料以及与熔盐相容的高温耐热合金材料的选择、研制和性能研究。现阶段, 熔盐堆的发展还有一些关键技术问题需要进一步解决, 主要包括:

熔盐的化学和物理性能; 熔盐燃料中次铀系元素和铀系元素的可溶性; 在高温和辐照条件下熔盐燃料与结构材

料、石墨、换热器的金属材料的相容性、腐蚀、脆化等性能; 熔盐燃料的处理、分离和后处理技术, 高放裂变产物的分离质与去除, 熔盐燃料的净化等技术; 耐热高温合金材料 (如镍基合金、铌-钛合金) 的选择与研制及其性能研究; 与高放射性的熔盐燃料相关的设备、管道的放射性屏蔽、保护、远距离自动化操作与维修技术; 熔盐泵、熔盐换热器、熔盐回路中的阀门等设备、部件的长期运行性能和经验; 与熔盐堆相匹配的氦气透平循环发电技术, 这方面可以借鉴高温气冷堆在氦气透平发电研发方面能取得经验。

熔盐堆的工艺是建立在上述关键技术研发的基础上的。

5.4 熔盐堆 (MSR) 主要研究和发展需要

5.4.1 燃料盐选择与性能研究

- (1) 燃料盐选择、燃料盐组分的筛选。
- (2) 燃料盐的核性能、包括中子截面、辐照稳定性、负温度反应性系数等。
- (3) 燃料盐的热工性能, 包括低熔点、热稳性能、传热性能和流动性能。
- (4) 燃料盐的化学性能, 包括裂变产物和次铀系元素的可溶性, 与容器和结构材料的相容性等。
- (5) 燃料在线处理流程的确定, 裂变产物分离和去除流程的优化。
- (6) 分离产物的管理。

5.4.2 熔盐堆材料选择与性能研究

- (1) 金属材料的选择: 试验和筛选材料包括镍基合金、铌-钛合金等。
- (2) 金属材料与熔盐的相容性, 在高温熔融氟盐介质中材料的机械性能 (如强度、脆化)、稳定性、耐腐蚀性及其使用寿命的试验和研究。
- (3) 石墨和金属材料辐照试验及性能研究。
- (4) 石墨堆芯结构材料的选择和长寿命石墨研制。
- (5) 二次冷却剂盐的选择, 二次盐与二回路金属材料 (管道、容器和传热管) 的相容性、腐蚀性能等。

5.4.3 关键设备和部件的设计、试验和运行性能

- (1) 熔盐泵的试验与长期运行考验。
- (2) 熔盐泵及其电动机、密封、轴承的屏蔽问题。
- (3) 一回路中间换热器 (熔盐/熔盐)、二回路换热器 (熔盐/氦气) 的结构设计和运行性能研究。
- (4) 阀门、连接件在室温到 700℃ 熔盐介质工况下的运行试验, 改善其运行可靠性。
- (5) 换热器的泄漏试验。
- (6) 燃料盐系统和在线化学处理系统的设备和部件的远距操作、检查和维修技术。

5.4.4 反应堆系统的设计和研究

- (1) 熔盐堆不同燃料循环的比较和研究, 以达到高转化比、燃烧铀系元素等不同目的。
- (2) 高效率氦气透平循环发电系统技术研究。
- (3) 具有氟控制的动力循环的研究和选择, 氟控制技术试验。
- (4) 熔盐系统化学监测和控制技术。
- (5) 熔盐堆的临界试验和瞬态试验。

5.4.5 熔盐堆安全性能研究

- (1) 确定熔盐堆核电厂的事故序列。
- (2) 制定试验计划以验证程序。
- (3) 安全法规的相关研究, 在现有固体燃料反应堆和核电厂安全法规结构的基础上, 研究符合熔盐液态燃料反应堆

特性的相应的安全法规。

(4) 安全性试验研究。

5.4.6 熔盐堆设计与评价

(1) 熔盐堆设计和分析程序的开发。

(2) 熔盐堆设计方案研究。预概念设计、概念设计；提出新的设计方案，以进一步了解熔盐堆的技术优势和难点，提供经济评价的依据。

(3) 熔盐堆核电站经济性研究和评价。

参考文献

- [1] Fast Reactor Fuel Failures and Steam Generator Leaks; Trensient and Accident Analysis Approaches. IAEA-TECDOC-908, IAEA, 1996; 213.
- [2] Status of Liquid Metal Cooled Fast Reactor Technology. IAEA-TECDOC-1083, 1999, IAEA; 538.
- [3] Power Reactors and Sub-critical Blanket Systems with lead and lead-bismuth as coolant and/or target material. IAEA-TECDOC-1348, 2003; 59.
- [4] Fast Reactor Database. IAEA-TECDOC-866, 1996; 72.
- [5] V. Poplavsky. Fast Reactor Technology, Current Status and Prospects. The OARAI FR Fuel Cycle Symposium, 2005.
- [6] 杨红义. 中国实验快堆一级概率安全评价. 中国原子能科学研究院, 2004.
- [7] Status of Liquid Metal Cooled Fast Reactor Technology. IAEA-TECDOC-1083, 1999.
- [8] 苏著亭等. 钠冷快增殖堆. 北京: 原子能出版社, 1991.
- [9] IAEA-TECDOC-1083 Status of liquid metal cooled fast reactor technology, April 1999
- [10] 快堆工程总论. 日本快堆. 《快堆研究》编辑部, 1998.
- [11] 卡扎科夫斯基. 俄罗斯快中子反应堆技术回忆录. 北京: 原子能出版社, 1999.
- [12] 曹栋兴. 核反应堆设计原理. 北京: 原子能出版社, 1992.
- [13] S. 格拉斯登著. 核反应堆工程. 北京: 吕应中等译. 北京: 原子能出版社, 1986.
- [14] 苏著亭等. 钠冷快增殖堆. 北京: 原子能出版社, 1991.
- [15] P. Millet. Fast Reactor Fuel Subassembly (chapter 6), 1999.
- [16] FFTF Fuel pin and subassembly concept Design Methods and Data. BNWL-1064-DC-80, 1970.
- [17] R. W. 卡恩等著. 材料科学与技术丛书(第10A卷)一核材料部分(第一部分). 周邦新等译. 1999.
- [18] Donald R. olander. Fundamental Aspects of Nuclear Reactor Fuel Elements, 1976.
- [19] Shigeharu UKAI et al. Journal of Nuclear Science and Technology, Vol. 42, No. 1. p109-122 (January 2005).
- [20] F. Vogt. the SNR-300 fuel handling System. nuclear engineering international, 1976, 21; 246.
- [21] W. Rodwell and J. O. Campbell. Fuel handling system for the PFR. nuclear engineering international, 1967, 12; 132.
- [22] The PHENIX fuel handling system, nuclear engineering international, July. 1971, vol, 16, NO. 182.
- [23] S. Ri Ppon. BN-600 status re Port. Nuclear engineering international, 1975; 552.
- [24] 苏著亭、叶长源、阎凤文等编译. 钠冷快增殖堆. 北京: 原子能出版社, 1.
- [25] 马时申, 俞晓琛, 孙世平等. 核级金属钠中微量氯的分析. 原子能科学技术, 2000, 34(6).
- [26] 谢淳、贾云腾、孙世平等. 直接溶样—火焰原子发射光谱法测定金属钠中的杂质钾. 光谱学与光谱分析, 2001, 21(3); 366-369.
- [27] Jean-Francois SAUVAGE. Ph é nix 30 years of history: the heart of a reactor. Translated from French by Agence Voix Off, Avignon, 2004.
- [28] 朱光亚. 跨世纪科学技术发展趋势和我国的差距(下). 世界科技, 1998, 20(5); 2.
- [29] 罗泽华. 三峡工程改善我国能源分布与发展水资源综合效益. 世界科技, 1998, 20(5); 100.
- [30] 八六三计划能源领域专家委员会. 中国快堆技术发展. 1996年1月.
- [31] Status of National Programmes on Fast Reactors, 1995-1996, IWGFR/91. VIENNA 1996, P. 14.
- [32] MOORE, R. A. et al.. HTGR experience, programs, and future applications. Nuclear Engineering and Design, 72 (1982); 153-174.
- [33] WILLIAMS, P. M., et al.. MHTGR Development in the United States. Progress in Nuclear Energy, 1994, 28(3); 265-346.
- [34] Kurt Kugeler. High Temperature Reactor Technology. course of Potchefsroomse Universiteit, April 2003.
- [35] 高文. 高温气冷堆. 北京: 原子能出版社, 1982.
- [36] Masuro Ogawa, Tetsuo Nishihara. Present status of energy in Japan and HTTR project. Nuclear Engineering and Design, 2004(233); 5-10.
- [37] 顾义华, 王捷. 高温气冷堆气体透平循环方式的技术评价. 核动力工程, 2003, 24(2); 107-110.
- [38] 马续香. 世界直接还原铁现状与发展. 冶金管理, 2006(2); 47-50.
- [39] L. Vantrey, C. P. Zalesk. Design studies of fast reactors in France. FAST BREEDER REACTORS. Proceedings of the London Couference, 1966; 3-4.
- [40] M. Kohler, H. Rothfuss. Design of the reactor vessel for the SNR-prototype. IAEA-SM-130/50, 1970.
- [41] A. И. Лейпунский, И. И. Африкантов. БН-600 АЭС. атомная Энергия, 1968 Ноябрь (25); 5.
- [42] 赵志祥主编. 加速器驱动放射性洁净核能系统概念研究论文集. 北京: 原子能出版社, 2000.
- [43] 赵志祥主编. 加速器驱动洁净核能系统物理及技术基础研究成果选编(2000—2001). 北京: 中国核工业音像出版社, 2002.
- [44] 罗璋琳. 核废料核素价值研究. 原子能科学技术, 2004, 38(3); 283.
- [45] 罗璋琳. 核废料核素的铀资源当量的模拟计算. 原子能科学技术, 2004, (38); 48.
- [46] W. S. Yang et al. Long-Lived Fission Product Transmutation Studies. Nuclear Science and Engineering, 2004(146); 291-318.
- [47] 苏著亭等编译. 钠冷快增殖堆. 北京: 原子能出版社, 1991.
- [48] Dr. Jacopo Buongiorno. The Supercritical-Water-Cooled Reactor (SCWR), Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. ANS, 2002.
- [49] H. Reutler, G. H. Lohnert. The Modular High-

- Temperature Reactor. Nuclear Technology, Vol. 62 (1983), 22-30.
- [50] Zongxin Wu, Dengcai Lin and Daxin Zhong. The design features of the HTR-10. Nuclear Engineering and Design, 2002(218): 25.
- [51] C. F McDonald. The Nuclear Closed-Cycle gas Turbine (GT-MHR), a Utility Power Plant for the Year 2000. GA-A15184, 1978.
- [52] K. Kugeler. High Temperature Reactor Technology. RWTH course, April 2003.
- [53] Won Sik Yang. SCWR Stability Analysis. 2nd SCWR Information Exchange Meeting. University of Wisconsin-Madison, 2003.
- [54] Dr. Jacopo Buongiorno. Supercritical Water-Cooled Reactor (SCWR). Workshop for Universities Hilton Hotel, 2004.
- [55] T. K. Kim. Neutronic Challenges in SCWR Core Design. Argonne National Laboratory, 2002.
- [56] 唐文忠. 超临界水堆研究. 核工业第二研究设计院, 2004, 12.